

TEKNILLINEN KORKEAKOULU

**Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto
Sähköverkot ja suurjännitetekniikka**

Petteri Haveri

KAUPUNKISÄHKÖASEMAN ELINKAAREN HALLINTA

**Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin
tutkintoa varten Espoossa 2006.**

Työn valvoja

Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja

Diplomi-insinööri Markku Hyvärinen

Tekijä:	Petteri Haveri	
Työn nimi:	Kaupunkisähköaseman elinkaaren hallinta	
Päivämäärä:	23.4.2006	Sivumäärä: 110

Osasto:	Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto
Professuuri:	S-18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka

Työn valvoja:	Professori Matti Lehtonen
Työn ohjaaja:	Diplomi-insinööri Markku Hyvärinen

Sähköaseman elinkaaren hallinnan päämäärä on taata sähköaseman luotettava toiminta siten, että sähköverkkoyhtiön kustannukset ja ympäristölle koituva haitta jäävät mahdollisimman pieniksi. Kustannuksista on huomioitava ainakin investointi-, huolto- ja ylläpito-, häviö- sekä hävityskustannukset. Lisäksi on hyvä arvioida keskeytysten asiakkaille aiheuttama haitta ja sähköasemasta ympäristölle koituvat kustannukset.

Sähköasema on monimutkainen kokonaisuus, joka koostuu useista laitekokonaisuuksista, joiden elinkaaret voivat olla hyvin erilaiset ja eripituiset. Laitteiden uusimisten suunnittelulla voidaan vähentää yksittäisten uusimiskertojen määrää sähköasemalla ja välttää tarpeettomia uusimisia.

Avainsanat: sähköasema, elinkaarikustannus, LCC, perushuolto, omaisuuden hallinta, elinkaaren hallinta, LCM

Author:	Petteri Haveri	
Name of the Thesis:	Urban transformer substation's life cycle management	
Date:	23.4.2006	Number of Pages: 110
Department:	Department of Electrical and Communications Engineering	
Professorship:	S-18 Power Systems and High Voltage Engineering	
Supervisor:	Professor Matti Lehtonen	
Instructor:	Markku Hyvärinen, M. Sc. (Tech.)	
<p>The purpose of transformer substation's life cycle management is to assure substation's reliable functioning and to minimize the network company's costs and the nuisance caused to environment. At least the investment, maintenance, loss and demolition costs should be included in the calculations. It is also recommended to estimate the value of outages to customers and the costs incurred to environment due the substation.</p> <p>The substation is a complex entity which consists of many subsystems that may have quite different life cycles and lifetimes. The planning of replacements of the equipment helps to reduce the number of required replacement events and to avoid unnecessary replacements.</p>		
Keywords:	transformer substation, life cycle cost, LCC, overhaul, asset management, life cycle management, LCM	

ALKULAUSE

Tämä diplomityö on tehty Helsingin Energian tuella ja myötävaikutuksella Teknillisen korkeakoulun Sähköverkkolaboratoriolle.

Haluan kiittää työn ohjaajaa diplomi-insinööri Markku Hyväristä ja työn valvojaa professori Matti Lehtosta. Ilman Teidän arvokasta apuanne ja monia neuvoja tämä työ ei olisi valmistunut.

Lisäksi olen saanut paljon tietoa ja tukea useilta heleniläisiltä, erityisesti verkkolaisilta Sähkötalosta ja Viikinmäeltä. Kiitokset teille kaikille. Tutkimusinsinööri Jussi Palolaa täytyy minun kiittää oikein erikseen iloisesta seurasta ja monista työtäni sekä sähköverkkoa koskeneista pohdinnoista.

Lopuksi vielä kiitokset vanhemmilleni. Vaikka sähköverkot eivät olekaan aivan ominta alaanne, olette aina jaksaneet osoittaa kiinnostusta opintojani kohtaan ja antaneet minulle kaiken mahdollisen tukenne elämässäni.

Helsingissä 23.4.2006

Petteri Haveri

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ.....	II
ABSTRACT.....	III
ALKULAUSE.....	IV
SISÄLLYSLUETTELO	V
KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET	X
1 JOHDANTO	1
1.1 Tutkimusongelma	1
1.2 Aiheen rajaus	2
1.3 Lähdemateriaali	3
2 SÄHKÖASEMA JA SEN OSAKOMONENTIT	4
2.1 Sähköasema verkon osana	4
2.2 Sähköaseman komponenttijako.....	4
2.3 Sähköaseman komponentit	6
2.3.1 110 kV:n johto.....	6
2.3.2 110 kV:n kytkinlaitos	7
2.3.3 Ilmaeristeinen 110 kV:n kytkinlaitos.....	7
2.3.4 Kaasueristeinen 110 kV:n kytkinlaitos	8
2.3.5 110 kV:n kytkinlaitoksen johtokenno.....	9
2.3.6 110 kV:n muuntajakkenno.....	10
2.3.7 110 kV:n kiskokatkaisijakenno	10
2.3.8 Releet.....	10
2.3.9 110 kV:n relesuojaus	11
2.3.10 110 kV:n paikallisohjaus- ja valvontalaitteet	11
2.3.11 Päämuuntaja.....	11
2.3.12 Muuntajan tähtipisteen maadoitus	12
2.3.13 Ylijännitesuojaus	13
2.3.14 Verkkokäskyohjauslaitteisto	13
2.3.15 Keskijännitekojeisto	14
2.3.16 Keskijännitekojeiston relesuojaus	15
2.3.17 Keskijännitejohto.....	16
2.3.18 Sähköaseman valvomon automaatio- ja ohjausjärjestelmät	16
2.3.19 Viestilaitteet	18
2.3.20 Sähköaseman omakäyttöjärjestelmät	18
2.3.21 Omakäyttömuuntaja.....	19
2.3.22 Vaihtosähkökeskus (OKP).....	19

2.3.23	Laturit	19
2.3.24	Akustot	19
2.3.25	Tasasähkökeskus (OKT).....	20
2.3.26	Sähköasemarakennus ja tontti	20
3	ELINKAARIMALLIN MUODOSTAMINEN.....	22
3.1	Elinkaarimallinnuksen periaatteet	22
3.2	Eliniän määritelmä	23
3.3	Päätöksentekomalleista	24
3.3.1	Yleistä.....	24
3.3.2	Esimerkki: päätös päämuuntajan perushuollosta	25
3.4	Sähköasemahanke	26
3.4.1	Tarve sähköasemainvestoinnille.....	26
3.4.2	Sähköasemaprojekti.....	27
3.5	Eri investointivaihtoehtojen vertaaminen	28
3.5.1	Korko ja laskentakorkokanta.....	28
3.5.2	Nykyarvomenetelmä.....	29
3.5.3	Muita menetelmiä.....	29
3.5.4	Tulevaisuuden kustannusten arvioiminen	30
4	SÄHKÖASEMAN ELINKAARIKUSTANNUKSET	31
4.1	Yleistä	31
4.2	Sähköaseman elinkaarimallissa huomioitavat kustannukset.....	31
4.3	Investoinnit.....	34
4.3.1	Investoinnin määritelmä.....	34
4.3.2	Tekniset ratkaisut	36
4.3.3	Investoinnin ajoitus	36
4.3.4	Investointikustannusten arviointi.....	37
4.3.5	Tontti ja sähköasemarakennus.....	37
4.3.6	110 kV:n kojeisto	40
4.3.7	Ylijännitesuojat	40
4.3.8	Päämuuntaja.....	41
4.3.9	Keskijännitekojeisto	41
4.3.10	Releet ja sähköasema-automaatio.....	41
4.3.11	Sähköaseman omakäyttöjärjestelmät.....	42
4.3.12	VKO	42
4.3.13	Kaukokäyttöjärjestelmä	43
4.3.14	Perushuolto	43
4.3.15	Suunnittelu ja projektointi.....	43
4.3.16	Yhteenveto investointikustannuksista.....	43
4.4	Huolto- ja ylläpito	44
4.4.1	Yleistä.....	44
4.4.2	RCM	44

4.4.3	Kunnonvalvonta	45
4.4.4	Primäärilaitteet	47
4.4.5	Omakäyttö.....	48
4.4.6	Suojaus- ja paikallisautomaatio.....	48
4.4.7	Kaukokäyttö ja VKO	48
4.4.8	Kiinteistön kunnossapito.....	48
4.4.9	Korjaava kunnossapito.....	48
4.4.10	Sähköaseman kunnossapitokustannusten yleisen tason arvioiminen	49
4.5	Häviöt.....	50
4.5.1	Sähköaseman häviölähteiden määrittely	50
4.5.2	Häviöiden laskenta	50
4.5.3	Häviöiden arvotus.....	53
4.5.4	Häviöiden laskentamalli.....	55
4.6	Käytöstä poiston aiheuttamat kustannukset	58
4.7	Sähkön laatuun liittyvät kustannukset	58
4.7.1	Yleistä.....	58
4.7.2	Keskeytysten luokittelu.....	59
4.7.3	Keskeytyskustannukset.....	61
4.7.4	Keskeytyskustannuksiin vaikuttavia tekijöitä.....	62
4.7.5	KAH-arvot	63
4.7.6	Keskeytystilastot	64
4.7.7	Keskeytysten ennakoiminen.....	65
4.7.8	Käsitteitä.....	66
4.7.9	Ikääntymisen vaikutus vikaantumistodennäköisyyteen	67
4.7.10	Weibullin jakauma.....	68
4.7.11	Vikapuuanalyysi.....	69
4.7.12	Sähköaseman keskeytysjakauma.....	70
4.7.13	Vikaantumis- ja keskeytyskustannusmallien hyödyntäminen sähköverkon suunnittelussa.	72
4.7.14	Sähköasemavikojen aiheuttamat keskeytykset Helsingin Energian verkossa 2001–2005...	73
4.7.15	Toimittamatta jäänyt sähkö	73
4.8	Ympäristökustannukset	74
4.8.1	Sähköaseman aiheuttamat ympäristökustannukset	74
4.8.2	LCA (Life Cycle Assessment)	75
4.8.3	Päämuuntajan ympäristökustannukset	75
4.8.4	Sähköasemarakennuksen ympäristökustannukset.....	76
4.8.5	Keskijännitekojeiston ympäristökustannukset.....	76
4.8.6	Releen ympäristökustannukset	77
4.8.7	110 kV:n kojeiston ympäristökustannukset.....	77
4.8.8	Melu	78
4.8.9	Sähkömagneettiset kentät.....	78

4.8.10	Maisemavaikutus.....	79
4.8.11	Yhteenvedo sähköaseman aiheuttamista kustannuksista ympäristölle.....	79
4.9	Riskit.....	79
4.9.1	Yleistä.....	79
4.9.2	Riskien hallinta.....	80
5	SÄHKÖVERKKOTOIMINNAN TUOTOT.....	81
5.1	Sallittu tuotto	81
5.1.1	Valvontajärjestelmä.....	81
5.1.2	Nykykäyttöarvo.....	81
5.1.3	Oman ja vieraan pääoman kustannus.....	82
5.1.4	Kohtuullisen tuoton laskenta.....	83
5.2	Toiminnan tehokkuus.....	83
5.3	DEA-malli	84
5.4	Sähköverkon tuotto sähköaseman elinkaaren mallinnuksessa	85
6	ESIMERKKI SÄHKÖASEMAN ELINKAARESTA.....	86
6.1	Kohteen esittely	86
6.2	Kolme tapaa suunnitella sähköaseman investoinnit	86
6.2.1	Malli 1: laitteiden käyttäminen mahdollisimman pitkään	86
6.2.2	Malli 2: uusintojen suunnittelu ja yhdistäminen.....	87
6.2.3	Malli 3: laitteiden uusiminen ilman suunnittelua.....	87
6.3	Investointikustannukset	87
6.4	Huolto- ja ylläpitokustannukset	88
6.5	Häviökustannukset.....	88
6.5.1	Sähköaseman kuorma.....	88
6.5.2	Häviökustannukset	89
6.6	Keskeytyskustannukset	90
6.6.1	Sähköaseman kaapeliyhteydet.....	90
6.6.2	Sähköaseman asiakkaiden KAH-arvot.....	90
6.6.3	Vikatodennäköisyydet	91
6.6.4	Keskeytyskustannukset.....	91
6.7	Ympäristökustannukset	93
6.8	Sallittu tuotto	93
6.9	Yhteenvedo esimerkiaseman elinkaaren hallinnasta	94
6.9.1	Kustannusten jakautuminen pääkomponenteille.....	94
6.9.2	Kustannusten jakautuminen kustannuslajeittain	94
6.9.3	Kolmen investointien ajoitustavan vertailu.....	94
7	ESIMERKKI PÄÄMUUNTAJAN PERUSHUOLTOPÄÄTÖKSESTÄ.....	96
7.1	Perushuollon tarve	96
7.1.1	Perushuolto	96
7.1.2	DP-arvo.....	96

7.2	Perushuollon kannattavuus	97
7.2.1	Perushuollon kannattavuuden laskenta	97
7.2.2	Perushuollon vaikutus investointi-, hävitys- ja häviökustannuksiin	98
7.2.3	Muutokset keskeytyskustannuksissa.....	99
7.3	Esimerkki päämuuntajan perushuollosta	99
7.3.1	Johdanto.....	99
7.3.2	Perushuoltopäätös.....	100
7.4	Yhteenveto päämuuntajan perushuollosta	101
8	YHTEENVETO.....	102
	LÄHDELUETTELO.....	104
	LIITTEET	110

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

a	muuntajan odotettu elinikä ilman perushuoltoa
A	diskonttauskerroin
b	perushuollolla saavutettu odotettu eliniän lisäys
B	kuormituksen kasvun kerroin
C	kokonaiskustannukset
$C_{asennus}$	asennuskustannukset
C_e	ympäristökustannukset
C_d	käytöstä poiston kustannukset
$C_{hankinta}$	hankintakustannukset
C_i	investointikustannukset
$C_{i_kohdistamattomat}$	projektin kohdistamattomat yhteiset kustannukset
$C_{i_kohdistetut}$	komponentille kohdistetut yhteiset kustannukset
$C_{korollinen}$	korollisen vieraan pääoman kustannus
$C_{kuljetus}$	kuljetuskustannukset
C_l	häviökustannukset
C_m	ylläpito- ja käyttökustannukset
C_{muut}	muut kustannukset
C_o	keskeytyskustannukset
C_{oma}	oman pääoman kustannus
C_q	sähkön laatuun liittyvät kustannukset
C_s	yhteiskunnalliset kustannukset
$C_{suunnittelu}$	suunnittelukustannukset
C_{tod}	todelliset kokonaiskustannukset
D/E	pääomarakenne (korolliset velat/oma pääoma)
E_l	häviöenergia
h_p	tehonhankinnan ja siirtoverkon tehon rajakustannus
h_{wk}	kuormitushäviöenergian keskihinta
h_{w0}	tyhjäkäyntihäviöenergian keskihinta
H_E	häviöenergian hinta
$H_{kesäpäivä}$	kesäpäivän energian keskihinta
$H_{kesäyö}$	kesäyön energian keskihinta
H_p	häviötehon hinta vuotta kohti
H_{Pk}	kuormitushäviöiden hinta
$H_{Pomakäyttö}$	omakäyttöhäviöiden hinta
$H_{talvipäivä}$	talvipäivän energian keskihinta
$H_{talviyö}$	talviyön energian keskihinta
H_{P0}	tyhjäkäyntihäviöiden hinta
I_2	toisiovirta
I_{2N}	toision nimellisvirta
KK	kohtuullinen kustannustaso

OpK	kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
P_k	muuntajan kuormitushäviöt
P_{kN}	kuormitushäviöt nimellisvirralla
$P_{l,max}$	vuoden maksimitehohäviö
P_{oma}	oma pääoma
$P_{omakäyttö}$	sähköaseman omakäyttöhäviöt
$P_{vkorollinen}$	korollinen vieras pääoma
P_0	muuntajan tyhjäkäyntihäviöt
P_{0N}	muuntajan tyhjäkäyntihäviöt nimellisteholla
q_0	vikaantumistodennäköisyys tarvehetkellä
r	reaalinen korkokanta
r_i	nimellinen korkokanta
R_m	markkinoiden keskimääräinen tuotto
r_r, R_r	riskitön korko
r_{risk}	riskin tuoma lisätuottovaatimus
s	inflaatio
S	näennäisteho
S_i	tunnin i keskiteho
S_{max}	kuormitushuipun teho
S_N	nimellisteho
t	vuosi-indeksi
T_a	sähköaseman vuotuinen käyttöaika
T_k	huipunkäyttöaika
$T_{korjaus}$	vian korjausaika
TL	DEA-analyysillä laskettu yhtiökohtainen tehokkuusluku
T_v	muuntajan vuotuinen käyttöaika
U_1	muuntajan ensiöjännite
U_{1N}	muuntajan ensiön nimellisjännite
U_{2N}	muuntajan toision nimellisjännite
α	itsevalvonta-aste
β_{opo}	beetakerroin
$\beta_{velaton}$	velaton beetakerroin
$\beta_{velkainen}$	pääomarakennetta (velkaisuutta) vastaava beetakerroin
θ	häviökerroin
λ	vikaantumistaajuus
λ_1	viat joita ei havaita jatkuva-aikaisilla keinoilla
λ_2	viat jotka havaitaan jatkuva-aikaisilla keinoilla
λ_d	vikaantumistaajuus käytön aikana
ξ	vianhavaitsemiskerroin
ρ	kuormituksen kasvuprosentti
\overline{A}	epäkäytettävyys

a	vuosi
A	ampeeri
AIS	air insulated switchgear
AJK	aikajälleenkytkentä
CAPM	capital asset pricing model
CB	current braker
CBM	condition based maintenance
DC	tasasähkölähde
dB	desibeli
DEA	data envelopment analysis
DP	degree of polymerisation
ELU	environmental load unit
EMV	Energiamarkkinavirasto
EPS	environmental priority strategies
EUR	euro
GIS	gas insulated switchgear
GPS	global positioning system
Helen	Helsingin Energia
HK	henkilökunta
IED	intelligent electric device
JHA	jälleenhankinta-arvo
KA	katkaisija
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
k.m^2	kerrosneliömetri
kV	kilovoltti
kW	kilowatti
kWh	kilowattitunti
LCA	life cycle assesment
m	metri
MDT	mean down time
MTBF	mean time between failure
MTTF	mean time to fail
MTTR	mean time to repair
MW	megawatti
MWh	megawattitunti
M1, M2	päämuuntaja 1, päämuuntaja 2
NKA	nykykäyttöarvo
OFAF	oil forced air forced
OKP	sähköaseman omakäytön vaihtosähkökeskus
OKT	sähköaseman omakäytön tasasähkökeskus
ONAF	oil natural air forced
ONAN	oil natural air natural
PJK	pikajälleenkytkentä
R	reliability, luotettavuus
RCM	reliability centered maintenance
RE	rele
RTU	remote terminal unit
SF6	rikkiheksafluoridi
T	tesla
TBM	time based maintenance
TJS	toimittamatta jäänyt sähkö
TJSA	toimittamatta jääneen sähkön arvo

TP	tasapoisto
V	volti
VKO	verkkokäskyohjaus
VM	virranmittauspiiri
WACC	weighted average cost of capital
WTP	willingness to pay

1 JOHDANTO

1.1 Tutkimusongelma

Sähköasemat ovat sähköverkon solmupisteitä ja verkon monimutkaisimpia osia. Niiden osuus sähköverkon arvosta on huomattava, niiden kunnossapito merkittävä menoerä ja niiden merkitys sähköverkon toiminnalle keskeinen.

Sähköaseman elinkaaren hallinta on laaja aihe. Sähköasemista on tehty useita opinäytetöitä, monet niistä kuitenkin jo yli 20 vuotta sitten. Tutkimukset ovat enimmäkseen liittyneet sähköaseman yksittäisen järjestelmän valinnan tekemiseen tai uuden sähköaseman suunnitteluun. Pyrkimykseni on antaa yleisempi ja laajempi kuvaus sähköasemasta ja sen elinkaaresta.

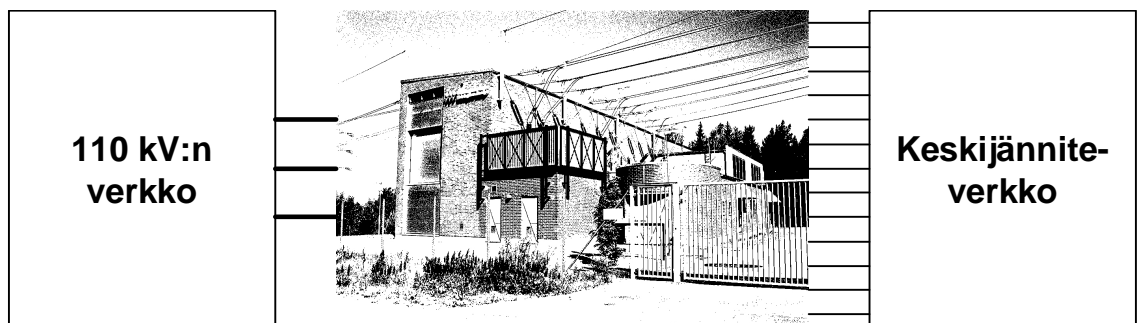
Kysymyksiä joihin pyrin vastaamaan ovat:

- Miten eri sähköaseman osien kustannukset jakaantuvat investointikustannusten ja muiden kustannusten kesken?
- Miten sähköaseman kustannukset jakaantuvat eri sähköaseman osien kesken, kun kustannukset huomioidaan koko elinkaaren ajalta?
- Miten sähköaseman osien huollot ja uusinnat kannattaa ajoittaa?
- Millaisella investointien ja huoltotoimenpiteiden yhdistelmällä saavutetaan tehokkaimmin tavoiteltava sähkön laatu?

Jotta kahteen ensimmäiseen kysymykseen voi vastata, on ensin määriteltävä sähköasema ja sen osakomponentit sekä annettava arvio erityyppisille kustannuksille, joita sähköaseman osakomponentit aiheuttavat. Vastausta kolmanteen kysymykseen hahmottelen kahden esimerkin avulla. Neljäs kysymys on monen meneillään olevan tutkimusprojektin aiheena, ja kattava vastaus olisi Nobelin palkinnon arvoinen. Tässä työssä kysymykseen en pysty vastaamaan, mutta toivottavasti sähköaseman osakomponenttien määrittely ja elinkaarikustannusten monipuolinen käsittely antavat uutta aineistoa aiheeseen perehtyneille tutkijoille.

1.2 Aiheen rajaus

Sähköasemien suunnittelu on olennainen osa sähköverkon yleissuunnittelua. Olemassa olevat 110 kV:n verkko, keskijänniteverkko ja sähköasemat asettavat omat rajoitteensa uusien sähköasemien suunnitteluun ja käytettävissä olevien vaihtoehtojen määrään uudistettaessa vanhoja sähköasemia. Tarkastelen sähköasemia yksittäisinä kohteina. Sähköaseman tarve, sijainti ja sen syöttämä alue otetaan annettuina. Tarkoitus on määritellä välineet päätetyn sähköasemarakenteen elinkaarikustannusten arvioimiseksi.



Kuva 1.1. Sähköasema osana sähköverkkoa.

Diplomityö on tehty Teknillisen korkeakoulun Sähköverkkolaboratoriolle Helsingin Energian toimeksiannosta. Suuri osa käytetystä materiaalista on Helsingin Energian tietokannoista, ja aiheen käsittely on keskittynyt Helsingin Energian käyttämien sähköasemarakenteiden elinkaaren mallintamiseen.

Sähkönjakelun luotettavuus on yksi tärkeimmistä sähköverkkoyhtiöiden toimintaa ohjaavista kriteereistä kannattavuuden ja tehokkuuden ohella. Kaupunkiympäristössä luotettavuuden merkitys korostuu. Koska lisäksi tehotiheys on suuri, ovat sähköasemien rakenteet verraten raskaita. Muuntajien tehot ovat suuret ja järjestelmät mahdollisuuksien mukaan kahdennettuja korkean toimintavarmuuden saavuttamiseksi. Koobjakiskostoissa käytetään paljon monikiskoisia ratkaisuja, aseman omakäyttö on varmennettu käyttämällä vähintään kahta akustoa ja tietoliikenneyhteydet sekä kaukokäyttöjärjestelmä on varmennettu varajärjestelmällä.

110 kV:n kojeistojen osalta painopiste on GIS-kojeistoissa (Gas Insulated Switchgear) ja keskijännitepuolella 2-kiskojärjestelmällä varustetussa kojeistossa. Päämuuntajien osalta käsitellän Helsingin Energiassa käytettyjä 31,5 MVA:n ja 40 MVA:n muuntajia ja niiden suojaus- ja jäähdytysjärjestelmiä. Sähköaseman laitteiden suojauksen

menetelmät perustuvat Helsingin Energiassa käytettyihin menetelmiin. Keskeytysten aiheuttamat kustannukset on laskettu, mikäli mahdollista, Helsingin Energian verkolle tyypillisten vikataajuuksien mukaan. Keskijänniteverkon on oletettu koostuvan lähinnä maakaapelista.

Sopivasti soveltaen tulokset ovat käyttökelpoisia myös muiden kaupunkien kuin Helsingin sähköasemien elinkaaren hahmottamisessa. Tavoitteeni on ollut kuvata sähköasema ja sen elinkaari mahdollisimman kattavasti.

1.3 Lähdemateriaali

Olen käyttänyt työssä useita lähteitä. Pyrkimys on mahdollisimman kokonaisvaltaisen kuvan antaminen sähköasemasta ja sen kustannuksista.

Käytetyt kustannukset ovat tässä työssä tehtyjä arvioita kaupungin keskustaan rakennettavan sähköaseman kustannuksista. Niiden arvioinnissa olen käyttänyt olemassa olevia tutkimuksia, Helsingin Energian toteutuneita kustannuksia ja asiantuntijalauseintoja. Käytettyjen kustannusarvioiden perusteella ei voi sanoa, mitä kaupungin keskustaan rakennettava sähköasema maksaa, tai mitä laitteita sinne tullaan asentamaan. Sen sijaan olen pyrkinyt antamaan käsityksen siitä, millaisia laitteita sähköasemalla on, ja mitä suuruusluokkaa yksittäisten järjestelmien kustannukset ovat.

2 SÄHKÖASEMA JA SEN OSAKOMponentit

2.1 Sähköasema verkon osana

Sähköasema on sähköenergian siirto- tai jakeluverkon kohta, jossa voidaan suorittaa kytkentöjä, jännitteen muuntamista tai sähköenergian siirron keskittämistä tai jakoa eri johdoille [15]. Sähköasemat voi jakaa käyttötarkoituksen mukaan muuntoasemiin, kytkinlaitoksiin ja erotinasemiin. Sähköasema voi olla suhteessa sijaintiinsa sähköverkossa solmupisteasema, johdonvariasema tai johdonpääteasema. Sähköasemalla voi olla käytössä useita eri jännitetasoja tai vain yksi jännitetaso. [74]

Tämän työn kohteena ovat sähköasemat, joiden ensisijainen tehtävä on siirtää sähköenergiaa siirtoverkosta jakeluverkkoon. Johtuen Helsingin Energian siirtoverkon rakenteesta ja sähköasemien sijoittelusta ovat kaikki käsitellyt sähköasemat solmupisteasemia tai johdonvariasemia.

2.2 Sähköaseman komponenttijako

Rakenteellisesti sähköasema voidaan jakaa

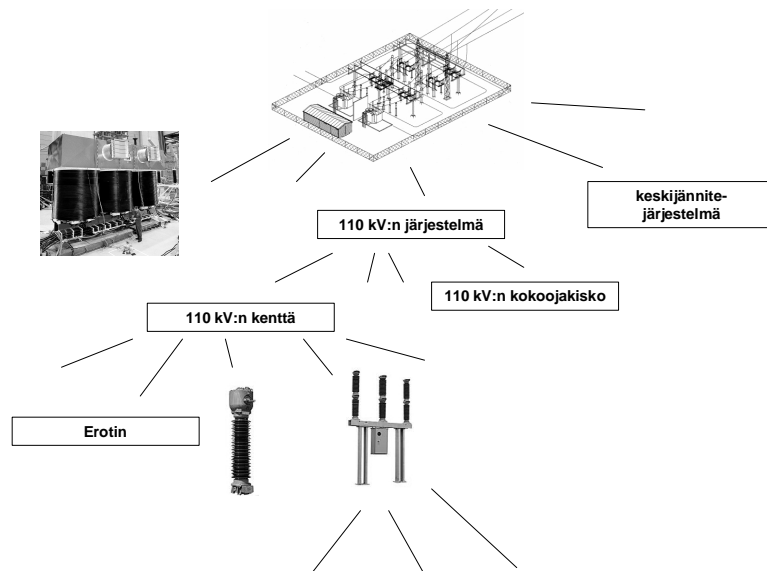
- päälaitteistoihin ja -laitteisiin
- apulaitteistoihin ja -laitteisiin
- muihin laitteistoihin ja laitteisiin
- rakenteisiin.

Päälaitteistot ja -laitteet ovat suoraan sähköverkon sähköjohtoihin liitettyjä laitteita tai muita laitteita, joiden kautta siirtoteho kulkee. Apulaitteistot ja -laitteet ovat suoraan päälaitteistoja ja -laitteita sekä yleensä aseman käyttöä palvelevia laitteistoja ja laitteita. Muut laitteistot ja laitteet ovat sähköaseman toimintaa varmistavia laitteita ja laitteistoja. Rakenteet toimivat alustana ja suojana sähköaseman laitteille. [74]

Päälaitteistoja ja -laitteita ovat kytkinlaitokset, tehomuuntajat, kompensointilaitteet ja muut suurjännitelaitteet. Apulaitteistoja ja -laitteita ovat esimerkiksi suojarelekaapit ja -taulut, ohjaustaulut, omakäyttölaitteistot, automaatiolaitteistot ja viestilaitteistot. Muuta laitteistoja ja laitteita ovat esimerkiksi palo- ja rikosilmoituslaitteistot, ilmastointi-

laitteistot ja työkalut. Rakenteita ovat esimerkiksi sähköaseman perustukset, kulkutiet, rakennukset ja erilaiset telineet.

Toiminnallisesti sähköasema koostuu järjestelmistä. Järjestelmät voi jakaa osajärjestelmiin, osajärjestelmät laitteisiin ja laitteet osalaitteisiin. Sähköaseman järjestelmiä ovat esimerkiksi pääjärjestelmät, apujärjestelmät ja muut järjestelmät. Pää-, apu- ja muut järjestelmät määritellään samoin kuin päälaitteistot ja -laitteet, apulaitteistot ja -laitteet ja muut laitteistot ja laitteet. Pääjärjestelmiä ovat esimerkiksi 110 kV:n järjestelmä ja keskijännitejärjestelmä. 110 kV:n järjestelmän osajärjestelmiä ovat esimerkiksi 110 kV:n kentät ja kokoojakiskot. 110 kV:n kentän laitteita ovat esimerkiksi katkaisija, erottimet ja virtamuuntajat. Katkaisijan osalaitteita ovat esimerkiksi ohjain ja kaasun tiheyden valvontalaite. [74]



Kuva 2.1. Sähköaseman koostuminen pääjärjestelmistä ja -laitteista ja niiden osajärjestelmistä ja -laitteista. (kuvat ABB)

Sähköaseman elinkaaren hallitsemiseksi on tarkoituksenmukaista jakaa aseman laitteet ryhmiin

- komponentin toiminnon perusteella
- komponentin hankintamallin perusteella
- komponentin pitoajan perusteella.

Tämän ajatusmallin avulla voi komponentit ryhmitellä horisontaalisesti ja vertikaalisesti. Horisontaalinen malli ryhmittelee sähköaseman laitteet niiden fyysisen sijainnin ja toiminnon mukaan. Vertikaalinen malli ryhmittelee laitteet tehon kulkusuunnan mukaan. Liite 1 esittää kahden 110 kV:n johdon ja kahden päämuuntajan aseman

rakenteen tämän ajatusmallin mukaisesti. Kytkinlaitosten ja päämuuntajien lisäksi sähköasemalla tarvitaan useita laitekokonaisuuksia. Esimerkiksi apusähköjärjestelmillä syötetään kaikkien sähköasemalla sijaitsevien laitteiden tarvitsema sähköteho.

Horisontaalisesti voi keskijännitekojeistoa tarkastella yhtenä komponenttina. Kojeisto hankitaan tyypillisesti yhtenä pakettina siten, että toimitus sisältää kaikkien keskijänniteliityntöjen vaatimat kennot, keskijännitekojeiston paikallisojohdusjärjestelmän ja suojausjärjestelmät. Vertikaalisesta näkökulmasta voidaan tarkastella tilannetta, jossa asemalle päätetään hankkia yksi päämuuntaja lisää. Päämuuntajan lisäksi tarvitaan muuntajakkenno 110 kV:n kojeistoon ja keskijännitekojeistoon sekä tilavaraus ja varusteet muuntajan sijoittamiseksi sähköasemalle. Liitteessä 2 on esimerkki GIS-kojeistolla varustetun kahden päämuuntajan aseman pohjapiirustuksesta.

Eri komponenteilla on erilaiset pitoajat. Esimerkiksi kojeiston releistys voi olla tarkoituksenmukaista uudistaa kerralla. Releitä voi tarkastella tilanteesta riippuen kennokohtaisesti, kojeistokohtaisesti tai peräti asemakohtaisesti. Liitteessä 3 on sähköaseman järjestelmät jaettu elinkaaritarkastelussa käytettäviin komponentteihin.

Tyypillisen sähköaseman määrittäminen on vaikeaa. Jo pääjärjestelmien rakenteelle on useita vaihtoehtoja. Uudet tekniset ratkaisut lisäävät käytettävissä olevien vaihtoehtojen määrää. Eniten tekninen kehitys on muuttanut suojaus- ja automaatiojärjestelmien rakennetta. Kun ne ennen perustuivat kojeisto- tai peräti kennokohtaisiin kaapeihin, voi nykyinen järjestelmä koostua asematason järjestelmistä, joihin on yhdistetty suojaus- ja automaatiotoiminnot.

2.3 Sähköaseman komponentit

2.3.1 110 kV:n johto

Uusi sähköasema täytyy yhdistää 110 kV:n verkkoon. 110 kV:n johdon tehtävä on toimittaa asemalle asiakkaiden tarvitsema teho ja asemalta lähtevien 110 kV:n johtojen teho. Sähköaseman sijoituspaikasta riippuen 110 kV:n johto asematontilla voi olla ilmajohtoa tai maakaapelia ja liityntä aseman 110 kV: kojeistoon toteutettu kaapelilla tai ilmajohdon läpivientieristimellä.

Vaikka osa 110 kV:n verkkoa sijaitseekin sähköaseman alueella, jätetään sähköaseman 110 kV:n johdot käsittelyn ulkopuolelle. Sähköverkon käytön ja uudistamisen kannalta ne ovat luontevammin osa 110 kV:n verkkoa.

2.3.2 110 kV:n kytkinlaitos

110 kV:n kytkinlaitos voi olla perusratkaisultaan ilmaeristeinen avokytkinlaitos tai SF₆-eristeinen GIS-laitos. Kytkeinlaitos mahdollistaa laitokseen liitettyjen 110 kV:n johtojen ja päämuuntajien yläjännitepuolen virtateiden erilaiset kytkennät. Pienellä asemalla 110 kV:n kytkinlaitoksen peruskytkentä voi olla kiskoton. Suuremmilla asemilla käytetään erilaisia kokoojakiskoratkaisuja. Kokoojakiskojärjestely voi olla yksikiskoinen tai laajempi. Monikiskojärjestelmän etuja ovat monipuoliset kytkentävaihtoehtot ja mahdollisuus jatkaa aseman käyttöä kytkentäjärjestelyjen avulla myös yhden kokoojakiskon vikaantuessa. Yksittäinen kisko voidaan tehdä jännitteettömäksi huoltotöitä varten tarvitsematta aiheuttaa keskeytystä asiakkaille. Monikiskojärjestelmien huonoina puolina ovat korkeampi hinta verrattuna yksikiskojärjestelmään tai kiskottomaan järjestelmään ja komponenttien suurempi lukumäärä. Erilaisia kiskojärjestelmiä sekä niiden hyviä ja huonoja puolia on kuvattu esimerkiksi Mikko Koskisen diplomityössä [47], ABB:n Teknisiä tietoja ja taulukoita -käsikirjassa [1] ja Seppälän luentomateriaalissa [74].

2.3.3 Ilmaeristeinen 110 kV:n kytkinlaitos

Ilmaeristeisessä 110 kV:n kytkinlaitoksessa, AIS-kojeistossa (Air Insulated Switchgear), jännitteiset osat on eristetty toisistaan ilmalla. Laitos voi periaatteessa olla koteloitu, mutta käytännössä vaihtoehtot ovat rakentaa kytkinlaitos halliin tai ulkokentälle. AIS-ratkaisun etuna on GIS-kojeistoa halvempi hinta. Huonoja puolia ovat suuri tilantarve ja ulosasennetun kojeiston altistuminen sään vaihteluille. Kuvassa 2.2 on solmupistesähköaseman 110 kV:n kytkinlaitos. Laitoksen kiskojärjestelmä on 2-kisko-apukiskojärjestelmä ja se koostuu 11 kentästä eli kennosta. AIS-laitoksen komponentit on jaoteltu yksityiskohtaisemmin kuin GIS-laitoksen, sillä AIS-laitoksen kennojen moduulirakenteet eivät ole yhtä yleisiä kuin GIS-laitoksen. Koska mahdollisuudet sijoittaa AIS-laitos kaupungin keskustaan ovat hyvin rajalliset, käsitellään AIS-laitoksia huomattavasti vähemmän kuin GIS-laitoksia.



Kuva 2.2. 110 kV:n AIS-kojeisto. [27]

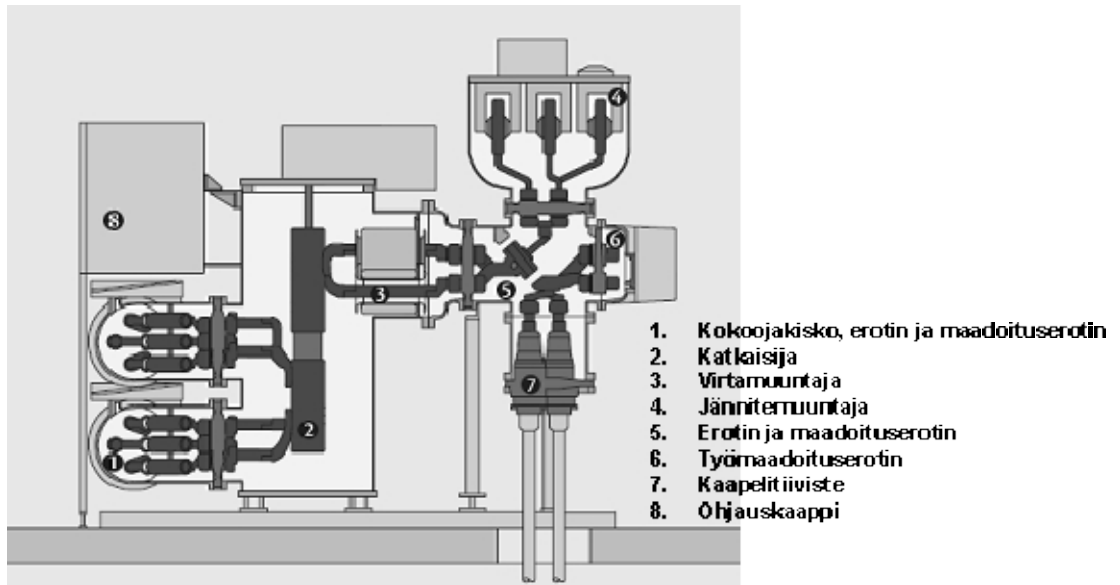
2.3.4 Kaasueristeinen 110 kV:n kytkinlaitos

Varsinkin keskusta-alueilla ovat viimeisten 20 vuoden aikana yleistyneet SF₆-kaasua eristeaineena käyttävät GIS-laitokset. Niissä kaikki suurjännitteiset osat on koteloitu tiiviillä koteloidilla, ja kotelot on täytetty SF₆-kaasulla. SF₆-kaasu on eristeenä ilmaa parempi, ja GIS-laitoksen voi rakentaa paljon ilmaeristeistä laitosta pienempään tilaan. GIS-laitoksen rakenne on hyvin selväpiirteinen ja niissä käytetty tekniikka on osoittautunut luotettavaksi. Huonona puolena GIS-kojeistoissa on niiden korkea hinta. Kuvassa 2.3 on neljäkennoinen GIS-kojeisto. Kojeisto koostuu neljästä 110 kV:n kennoista, ja kiskojärjestelmä on 1-kiskoinen.



Kuva 2.3. 110 kV:n GIS-kojeisto. [27]

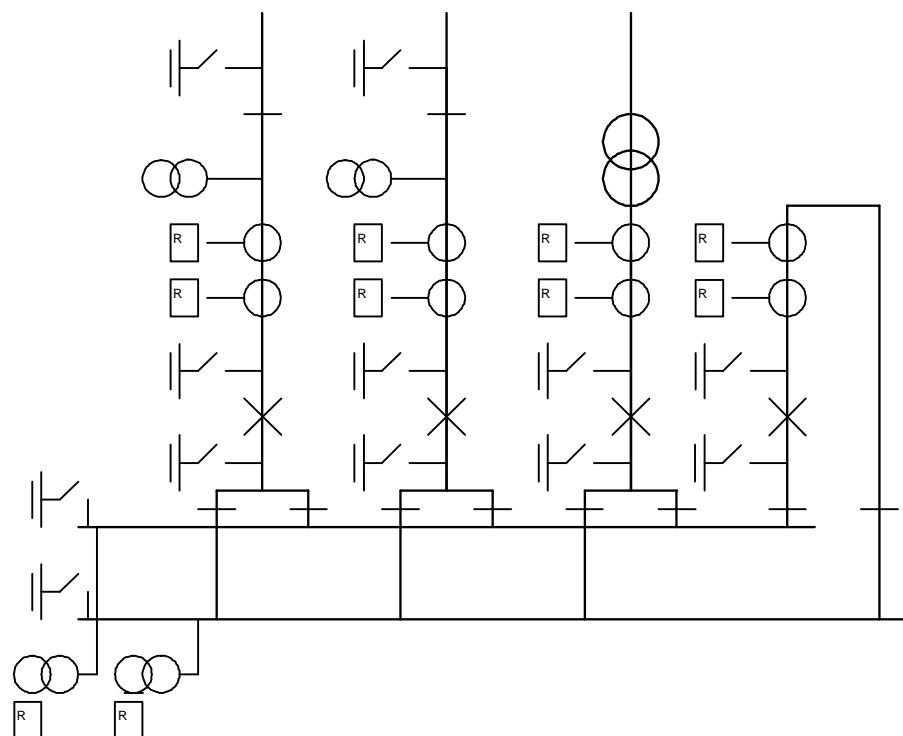
Kuvan 2.3 kojeisto on yksivaihekoteloitu. Kuvassa 2.4 on kolmivaihekoteloidun GIS-kojeiston poikkileikkaus.



Kuva 2.4. GIS-kojeiston poikkileikkaus. (ABB)

2.3.5 110 kV:n kytkinlaitoksen johtokenno

Johtokenno liittää 110 kV:n johdon 110 kV:n kytkinlaitoksen kokoojakiskoon. Kennon päälaitteet ovat katkaisija, erottimet, maadoituserottimet sekä mittaus- ja suojausjärjestelmät. Tarvittavia mittauslaitteita ovat esimerkiksi virta- ja jännitemuuntajat sekä GIS-laitteistoissa kaasun painemittarit. Kuvassa 2.5 on kuvattu nelikennoinen 2-kiskojärjestelmä. Kuvan järjestelmässä on kaksi johtokennoa, yksi muuntajakkenno ja yksi kiskokatkaisijakenno.



Kuva 2.5. Esimerkki nelikennoisesta 2-kiskojärjestelmästä.

Rastilla merkityn katkaisijan tärkein tehtävä on vian sattuessa erottaa vikaantunut verkon osa muusta verkosta. 110 kV:n jännitealueella käytettävät katkaisijat ovat nykyisin tyypiltään vähäöljykatkaisijoita tai SF₆-katkaisijoita. Katkaisijaa ohjataan releillä. 110 kV:n kytkinlaitoksen releet ovat oma kokonaisuutensa. Erottimia on kuvassa merkitty poikkiviivalla. Erottimilla ei yleensä ole vikavirrankatkaisukykyä. Lisäksi kuvaan on merkitty maadoituserottimet, virtamuuntajat, jännitemuuntajat ja releet. Maadoituserottimia on kahta tyyppiä. Pikamaadoituserotin, eli maadoituskytkin pysyy sulkemaan ja johtamaan täyden oikosulkuvirran. Työmaadoituserotinta käytetään kun halutaan varmistua kohteen jännitteettömyydestä esimerkiksi huoltotöiden yhteydessä. Maadoituserottimet on merkitty kuvaan maahan liitettävällä avonaisella piirillä. Erottimet on mahdollista lukita mekaanisesti auki- ja kiinniasentoon. [74]

2.3.6 110 kV:n muuntajakkenno

Teho siirtyy sähköaseman päämuuntajille muuntajakkennojen kautta. Muuntajakennon rakenne on hyvin samankaltainen kuin johtokennon.

2.3.7 110 kV:n kiskokatkaisijakenno

Kiskokatkaisijakenno mahdollistaa teholliset kytkennät pääkiskojen välillä. Esimerkiksi johtolähdön voi siirtää erotinkytkennöillä kiskolta toiselle kiskokatkaisijan ollessa kiinni. Vikatilanteessa katkaisijan ollessa kiinni saa kiskokatkaisijalla tarvittaessa pääkiskot erotettua toisistansa. Kiskokatkaisijakennon laitteet ovat samoja kuin johtokennon.

2.3.8 Releet

Sähköaseman laitteistojen toimintaa valvovat monenlaiset releet. Osa releistä valvoo laitteita niiden läpi kulkevan sähkövirran ominaisuuksien avulla. Toiset releet havahduttavat esimerkiksi lämpötilan ja paineen muutoksista. Releet valitaan suojattavan kohteen ja toimintaympäristön vaatimusten mukaan, ja niille annetaan sopiviksi katsotut havahtumisasetukset. Jatkossa sanalla rele tarkoitetaan ensimmäistä tyyppiä olevia releitä.

Releiden tehtävä on vikatapauksissa ohjata kytkinlaitoksen katkaisijoiden toimintaa ja antaa hälytyksiä. Releet voi jakaa analogisiin ja numeerisiin releisiin. Analogiset releet reagoivat suoraan valvottavan piirin jännitteisiin ja virtoihin. Numeeriset releet vastaanottavat mittaustietoja ja reagoivat niihin asetustensa mukaisesti. Numeerisiin releisiin voi lisäksi olla yhdistetty muuta mittaustietojen analysoimista ja välitystointia. Numeeriset releet yleistyvät sähköverkoissa analogisten määrän vähentyessä vähitellen.

2.3.9 110 kV:n relesuojaus

Uusien releiden pitoaika poikkeaa pääsääntöisesti primäärikomponenttien pitoajoista. Sähköasemalla 110 kV:n kojeiston releet on yleensä sijoitettu relehuoneeseen. Tarvitavien releiden tyyppi riippuu suojattavan johdon tyypistä. Pääsuojina 110 kV:n avojohdoilla Helsingissä ovat differentiaalireleet tai vertosuojat. Toisena pääsuojana käytetään distanssireleitä. Kaapeliyhteyksien ja päämuuntajien pääsuojina ovat differentiaalireleet. Kaikilla sähköasemilla on 110 kV:n kiskosuoja.

2.3.10 110 kV:n paikallisojtaus- ja valvontalaitteet

110 kV:n kojeiston ohjaus- ja valvontalaitteet ovat yleensä GIS-kojeiston kanssa samassa tilassa. Jokaisella kennolla on oma ohjauskaappi. GIS-kojeiston kaapin ovelle on kenttäkohtainen ohjaustaulu, josta kojeistoa voidaan ohjata, ja josta näkee kennon kytkentätilanteen. Lisäksi kaapissa sijaitsevat kontaktorit, lukitusjärjestelmä, mittarit, hälytystaulu ja riviliittimet tarvittavien johdotusten tekemiseksi relehuoneeseen ja kaukokäyttöön sekä kojeiston muut suojareleet kuin varsinaiset releet. Kaapit laitteineen kuuluvat GIS-kojeiston toimitukseen [74]. AIS-kojeiston vastaavat laitteet ovat yleensä relehuoneessa, mutta osin myös ulkokentällä kennokohtaisessa laitekaapissa.

2.3.11 Päämuuntaja

Päämuuntaja muuntaa 110 kV:n jännitteellä asemalle syötetyn tehon keskijännitteelle. Helsingissä käytettävät keskijännitetasot ovat 10 kV ja 20 kV. Päämuuntajan tyyppiä kuvaavia ominaisuuksia ovat muun muassa muuntajan nimellisteho, jäähdytysjärjestelmä sekä käämien kytkentätapa ja -järjestys. Häviöiden kannalta merkitykselliset

ovat muuntajan tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöitä kuvaavat suureet. Ulkotiloihin asennettujen päämuuntajien jäähdytysjärjestelmät ovat yleensä tyyppiä ONAN (Oil Natural Air Natural) tai ONAF (Oil Natural Air Forced). ONAN-tyypin muuntajassa öljy kulkee radiaattoreissa lämpötilaeron vaikutuksesta ja ilma vapaasti radiaattoreiden ympärillä. ONAF-tyypin muuntajissa ilman kiertoa tehostetaan tarvittaessa puhaltimilla. Kun muuntaja on sisätilassa, täytyy radiaattorit sijoittaa kauemmas muuntajasta jäähdytysilman saamiseksi. Kyseeseen tulevat tällöin OFAF-tyyppiset muuntajat (Oil Forced Air Forced) sekä muuntajat, jotka käyttävät vettä muuntajaöljyn jäähdyttämiseen. OFWF-tyypin (Oil Forced Water Forced) muuntajassa öljyn kiertoa tehostetaan pumpuilla. Vesijäähdytteisissä systeemeissä muuntajaöljy kiertää lämmönvaihtimen kautta, missä se luovuttaa osan lämmössä jäähdytysveteen [69].

Päämuuntajan pääjärjestelmät ovat muuntopiiri, jännitteensäädin, öljynpaisuntajärjestelmä, jäähdytysjärjestelmä, toisiojärjestelmät, mittausjärjestelmät, suojalaitejärjestelmät ja muuntajan ulkopuoliset virtatiet. Muuntajan toimintaa seurataan monin tavoin. Muuntajaöljyn pinnankorkeutta ja lämpötilaa seurataan jatkuvilla mittauksilla. Samoin jatkuvasti seurataan muuntajan kaasuntuottoa. Mittareilta tiedot kulkevat edelleen muuntajan releille ja tarvittaessa sähköaseman valvomoon. Varsinaiset muuntajaa suojaavat releet on sijoitettu relehuoneeseen 110 kV:n kojeiston releiden yhteyteen.

2.3.12 Muuntajan tähtipisteen maadoitus

Sähköverkon tähtipisteen maadoitus voi olla toteutettu kolmella tavalla. Tähtipiste voi olla suoraan maahan kytkettynä, se voi olla kytketty maahan impedanssin kautta tai se voi olla eristetty maasta. Tähtipisteen ja maan välissä olevana impedanssina käytetään resistanssia tai reaktoria [26]. Helsingissä keskijänniteverkko on maasta eristetty ja 110 kV:n verkko osittain maadoitettu. Tämä tarkoittaa, että osa muuntajien yläjännitepuolen tähtipisteistä on varustettu kuristimella. Helsingissä kolmella sähköasemalla on maadoituskuristimet. Tähtipisteen maadoitusratkaisu ei liity suoraan sähköaseman elinkaaren hallintaan, vaan ennemmin 110 kV:n verkon rakenteeseen.

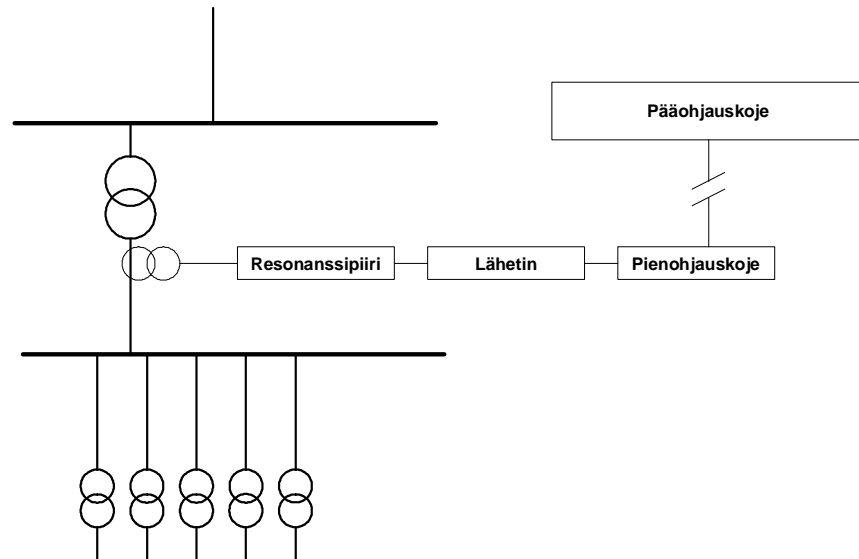
2.3.13 Ylijännitesuojaus

Ylijännitesuojauksessa on maailmalla käytössä kahta käytäntöä. Yhden mukaan kaikki johtolähdöt varustetaan ylijännitesuojilla, ja toisen mukaan vain verkon arvokkaimmat laitteet ylijännitesuojataan. Ylijännitteet luokitellaan pienitaajuisiin ylijännitteisiin, loiviin transienttiylijännitteisiin, jyrkkiin transienttiylijännitteisiin ja erittäin jyrkkiin transienttiylijännitteisiin. Ylijännitteitä aiheuttavat muun muassa verkon kytkennät ja ilmastolliset tekijät (ukonilmat). Suomessa ylijännitesuojat on yleensä sijoitettu suojaamaan laitteita. Tällöin suojan on oltava hyvin lähellä suojattavaa kohdetta. [6]

Muuntajan tähtipiste on suojattava, jos se sijaitsee muuntajan kannella ja on maadoittamaton. Helsingin Energian kaikki päämuuntajat ovat sellaisia lukuun ottamatta sammutuskuristimella varustettuja muuntajia. Jos muuntaja on liitetty avojohtoverkkoon, on lisäksi muuntajan vaiheiden käämit suojattava ylijännitesuojilla. Mikäli muuntajan muuntosuhde on suuri ja alajännitepuoli on erotettu maasta, saattaa olla tarpeellista käyttää alajännitepuolella suojakondensaattoreita rajoittamaan ylijännitepuolen maasulussa alajännitepuolelle siirtyviä käyttötaajuisia jännitteitä. GIS-laitokset saattavat vielä erikseen tarvita oman ylijännitesuojauksen. Käytettävät ylijännitesuojat ovat Suomessa yleensä metallioksidisuoja, mutta myös vanhempaa kipinäväleihin perustuvaa tekniikkaa on käytössä. [6]

2.3.14 Verkkokäskyohjauslaitteisto

Verkkokäskyohjaus, VKO, on järjestelmä, jolla ohjataan pienjänniteverkon laitteita sähköverkon kautta siirretyillä käskyillä. Tyypillisiä ohjattavia kuormia ovat ulkovaistus ja sähkölämmitys. Verkkokäskyohjauslaitteisto koostuu keskuslaitteistosta ja asematason laitteista. Asematason laitteet ovat pienohjauskoje, lähetin, resonanssiipiiri ja syöttömuuntajat. Verkkokäskymuuntajat on kytketty päämuuntajan alajännitepuolelle. Resonanssiipiiri, lähetin ja pienohjauskoje ovat tavallisesti verkkokäsky-laitehuoneessa. Kuvassa 2.6 on esitetty VKO-järjestelmän rakenne. [68]



Kuva 2.6. VKO-järjestelmän rakenne. [68]

2.3.15 Keskijännitekojeisto

Keskijännitekojeisto yhdistää muuntajan alajännitepuolen kokoojakiskon kautta keskijännitejohtoihin. Keskijännitejohtokennojen suojajärjestelmät suojaavat keskijännitekojeistoa ja päämuuntajia keskijänniteverkon vioilta. Keskijännitekennojen releet, asennonosoittimet ja mittarit ovat asennetut keskijännitekennojen etupaneeliin.

Keskijännitekojeisto koostuu johtolähtöjen, päämuuntajien ja omakäyttömuuntajan kennoista, mittauskennoista sekä mahdollisista kiskokatkaisija-, -ryhmäkatkaisija- ja ryhmäerotinkkennoista. Keskijännitekojeisto voi olla varustettu kiinteillä katkaisijoilla tai vaunukatkaisijoilla. Kiinteiden katkaisijoiden etuja ovat vaunukatkaisijoita matalampi hinta ja pienempi tilantarve. Vaunukatkaisijoiden etuna on huollon helppous.

Kiinteillä katkaisijoilla varustetun järjestelmän kokoojakiskojärjestely on tavallisesti 1-kiskojärjestelmä, 1-kisko-apukisko -järjestelmä tai 2-kiskojärjestelmä. Vaunukatkaisijakojeistojen järjestelmä on 1-kiskojärjestelmä tai duplex. Kiinteillä katkaisijoilla varustettu järjestelmä voi olla ilma- tai kaasueristeinen. Kuvassa 2.7 on vaunukatkaisijalla varustettu keskijännitekojeiston lähtökenno. [74]



Kuva 2.7. 10 kV:n keskijännitelähdön kenno. [27]

Keskijännitekojeiston johtokennon pääkomponentit ovat katkaisija, erotin, maadoituserotin, virtamuuntaja ja etupaneeliin sijoitetut ohjaus-, asennonosoitin- ja suojauslaitteet (kennon paikallisohjaus ja releet). Muuntajakennoissa ja mittauskennoissa on lisäksi jännitemuuntaja. Koska keskijännitekojeisto tyypillisesti hankitaan yhtenä toimituksena ja hankinnan yhteydessä varaudutaan mahdollisten uusien johtolähtöjen tarpeeseen, käsitellään koko keskijännitekojeisto yhtenä sähköaseman komponenttina. Kojeiston suojaus ja automaatio käsitellään omina komponentteina johtuen niiden muusta keskijännitekojeistosta poikkeavasta eliniästä.

Keskijännitekojeiston kennoilla on yhteinen kokoojakiskosto, joka kulkee koko kojeiston läpi. Kojeiston kaapeliyhteydet keskijänniteverkkoon, päämuuntajille ja omakäyttömuuntajalle on yleensä tehty kojeiston alapuolella sijaitsevan kaapelikellarin kautta. Suurilla sähköasemilla keskijännitekojeisto on tarkoituksenmukaista jakaa useampaan ryhmään ja sijoittaa ryhmät erillisiin palosuojattuihin tiloihin. Helsingissä keskijännitekojeistot on tyypillisesti jaettu kahteen tai kolmeen ryhmään, ja yhden ryhmän koko on noin 15–20 keskijännitekennoa.

2.3.16 Keskijännitekojeiston relesuojaus

Keskijännitelähdöt voi säteittäisessä kaapeliverkossa suojata esimerkiksi ylivirtareleellä ja maasulun suuntareleellä. Keskijännitekiskon suojauksena voi käyttää syöttökennojen momenttiporrasta ja valokaarisuojia sekä yli- ja alijännitereleitä ja nollajänniterelettä. Avojohtolähdöt varustetaan pikajälleenkytkentäreleillä. Kohteesta riippuen myös muiden releiden käyttö saattaa olla tarpeellista.

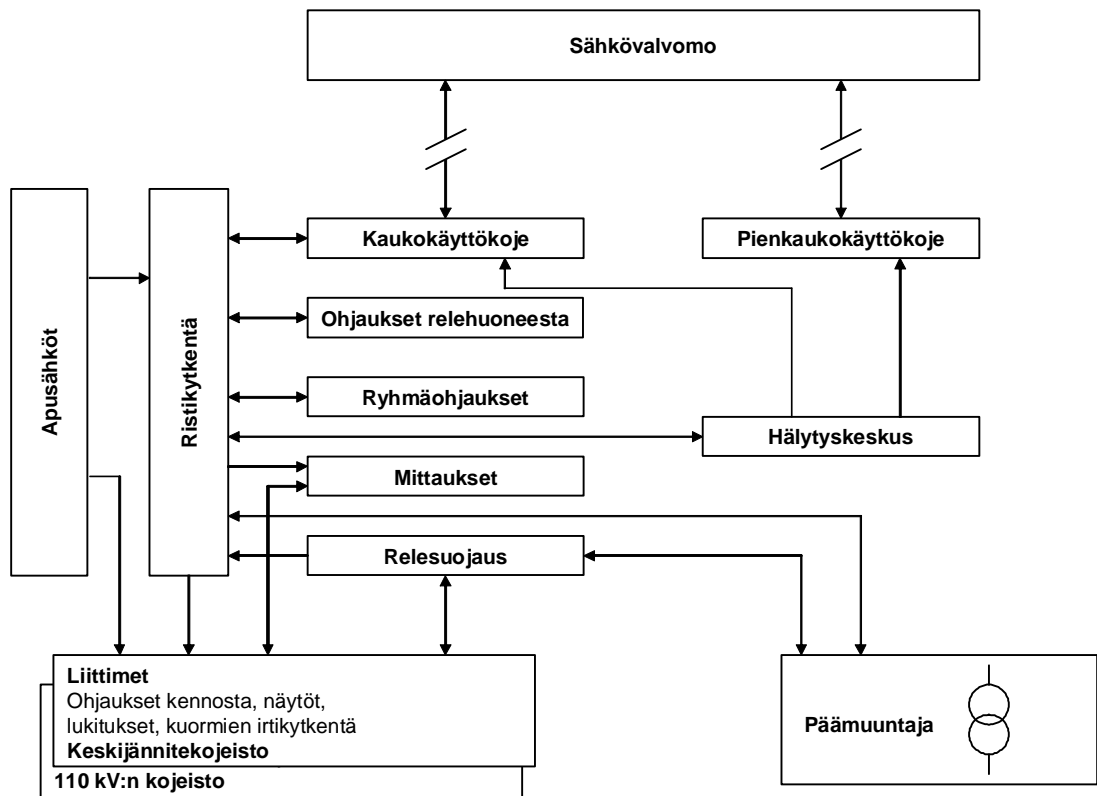
2.3.17 Keskijännitejohto

Sähköasemalta lähtevät keskijännitejohdot voivat olla avojohtoa tai maakaapelia. Kaupunkialueella ratkaisu yleensä on maakaapeli. Myös avojohtolähdöt aloitetaan sähköasemalta tavallisesti maakaapelina. Keskijännitejohtojen elinkaaren tarkastelu on käytännöllisempää muun keskijänniteverkon tarkastelun yhteydessä, eikä niitä käsitellä enempää.

2.3.18 Sähköaseman valvomon automaatio- ja ohjausjärjestelmät

Sähköaseman paikallisvalvomo on yleensä aseman relehuoneen yhteydessä. 110 kV:n kojeiston ja uusilla sähköasemilla myös keskijännitekojeiston kytkentätilanne on nähtävissä sähköaseman valvomossa. Valvomon paikalliskäyttöjärjestelmä voi olla toteutettu kojeistokohtaisesti, tai se voi olla yksittäinen järjestelmä, jolla valvotaan ja ohjataan kaikkia sähköaseman laitteita. Vanhoilla sähköasemilla valvomossa on kojeistokohtaiset ohjauskaapit. Kaapin etuseinässä on kaavio, josta näkee kytkentätilanteen ja josta voi ohjata kojeistoa. Vanhimmat ratkaisut ovat suoraan kaapin oveen maalattu kytkentäjärjestely ja mosaiikkipaloista koottu kuva kojeiston rakenteesta asennonosoittimiseen ja ohjauspainikkeineen. Uudemmat ratkaisut pohjautuvat atklaitteiden käyttöön. Kytkentätilanteen on näkee näytöltä, ja näppäimistöllä tai hiirellä voi kytkentöihin tehdä muutoksia.

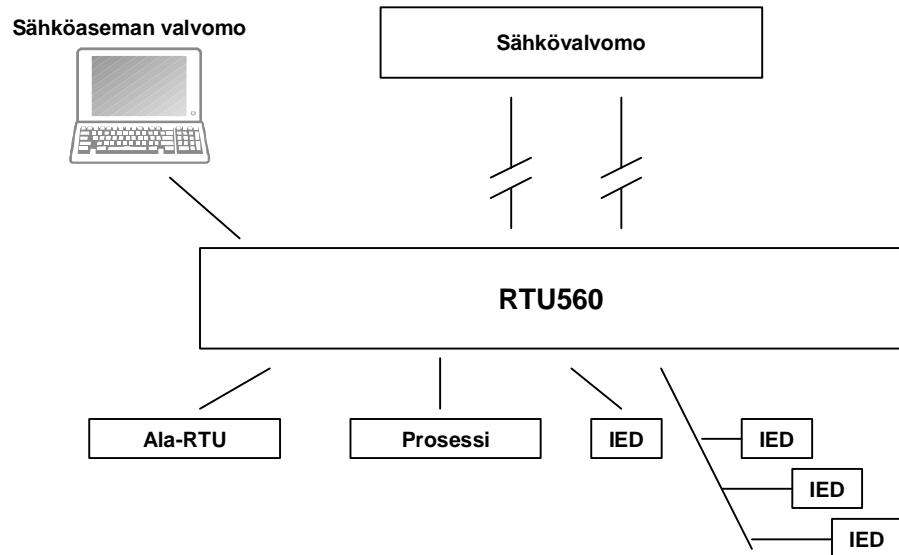
Kuvassa 2.8 on paikallisautomaation, sähkövalvomon ja eri pääjärjestelmien toiminnalliset yhteydet toteutettuna ristikytkenällä. Kaukokäyttökojeella, RTU:lla (Remote Terminal Unit), välitetään sähkövalvomoon ohjaukset, mittaukset, asentotiedot ja hälytykset sekä suojaukseen liittyvää tietoa. [68]



Kuva 2.8. Sähköaseman ohjaus- ja automaatiojärjestelmien toiminnalliset yhteydet. [44]

Hälytystiedot kulkevat hälytyskeskuksen kautta, mistä ne lähetetään ryhmiteltyinä RTU:lle ja summahälytyksinä varakaukokäytön ala-asemalle. Lisäksi varakaukokäytön kautta lähetetään johtolähtöjen virtatiedot ja kiskojännitteet. Nämä ovat vähimmäistiedot jotka tarvitaan sähkövalvomoon, ettei sähköasemaa tarvitsisi miehittää pääjärjestelmän vikaantuessa. RTU:lta tiedot siirretään edelleen sähköaseman viestikeskukseen. [68]

Uusimmissa järjestelmissä ristiytkennöistä on luovuttu, ja kaukokäyttökoje kommunikoi väylien kautta suoraan IED-laitteiden (Intelligent Electric Device) kanssa. Kuvassa 2.9 on esimerkkinä RTU560-järjestelmän toiminta. Yleisimpiä käytössä olevia IED-laitteita ovat digitaaliset releet, digitaaliset vikatallentimet, sähkön laatu -mittarit ja katkaisijoiden kunnonvalvontalaitteet [42].



Kuva 2.9. RTU560 -järjestelmän tyypillinen rakenne.

2.3.19 Viestilaitteet

Sähköaseman viestiyhteydet koostuvat varsinaisesta viestiyhteydestä ja varaviestiyhteydestä. Varayhteyttä käyttää varakaukokäyttöjärjestelmä. Pääyhteyden vaatimat järjestelmät on koottu sähköaseman viestikeskukseen. Suurilla sähköasemilla viestikeskusten määrä voi olla kahdennettu toiminnan varmistamiseksi. Viestilaitteita tarkastellaan kahtena komponenttina, pääjärjestelmänä ja varajärjestelmänä. Sähköaseman tietoliikenneyhteyksien tiedonsiirtoväylät ovat osa sähköaseman kiinteistöä.

Toinen viestilaitetekokonaisuus yhdistää sähköasemat ja niiden suojalaitteet. Releet pystyvät keskustelemaan keskenään ja toimimaan toistensa varajärjestelminä.

2.3.20 Sähköaseman omakäyttöjärjestelmät

Omakäyttö syöttää sähköaseman laitteiden tarvitseman sähkön. Näitä laitteita ovat muun muassa katkaisijoiden ja erottimien moottorit, digitaaliset releet, lähettimet ja muuntajan käämikytkin sekä ilmastointi, lämmitys ja valaistus. Omakäytön kuluttama sähkö saadaan keskijännitekojeiston omakäyttömuuntajakennosta.

Omakäyttöjärjestelmään kuuluvat omakäyttömuuntajat, varavoimakoneet, omakäyttökeskukset, tasasuuntaajat, akustot, tasasähkökeskukset, vaihtosuuntaajat ja UPS-laitteet [74]. Lisäksi omasähköjärjestelmään luetaan kuuluviksi omasähköjärjestelmän kaapeloinnit.

2.3.21 Omakäyttömuuntaja

Omakäyttömuuntaja on sähköasemalla tavallisesti sijoitettuna omaan tilaansa, ja se voi sijaita myös ulkona. Omakäyttömuuntajat ovat usein tavallisia jakelumuuntajia.

2.3.22 Vaihtosähkökeskus (OKP)

Omakäyttömuuntajalta teho siirretään AC-pääkeskuksen kautta latureille ja vaihtovirtaa käyttäville laitteille. Sähköaseman vaihtojännite on standardi 50 Hz:n kolmivaihejännite, jonka pääjännite on 400 V. AC-pääkeskus voi sijaita relehuoneessa tai omassa tilassa. Suurin osa sähköaseman vaihtosähköjärjestelmän laitteista on sellaisia että normaali sähkön syötön luotettavuus on riittävä, ja jotka eivät siis tarvitse varasyöttöä. Vaihtovirtaa käyttää muun muassa aseman valaistus.

2.3.23 Laturit

Laturit ovat AC/DC-muuntimia, joilla ladataan sähköaseman akustoja. Lisäksi sähköasemalla on DC/AC-muuntimet, joilla tarvittaessa syötetään AC-laitteita akustoista.

2.3.24 Akustot

Akustot palvelevat tärkeimpiä apusähkölaitteita. Käytännössä kaikkien toisilaitteiden syöttö tapahtuu akustojen kautta. Pienet sähköasemat voivat olla varustetut yhdellä akustolla, mutta suuremmilla sähköasemilla akustoja ja latureita on yleensä ainakin kahdet tasavirtasyötön varmistamiseksi. Kuvassa 2.10 on sähköaseman akusto.



Kuva 2.10. Akusto. [27]

2.3.25 Tasasähkökeskus (OKT)

Tasavirtalaitteita syötetään DC-pääkeskuksen kautta. Sähköasemalla on yleensä käytössä ainakin kaksi tasasähköjärjestelmää, joista korkeampijännitteinen syöttää suojaus- sekä ohjauslaitteita ja alempijännitteinen automatiikka-, viesti- ja merkinantolaitteita. Käytännössä ylempänä jännitetasona käytetään 110 V tai 220 V ja matalajännitteisenä 24 V tai 48 V. [74]

Tulevaisuudessa tasasähköjärjestelmät voivat perustua kahteen rinnakkaiseen järjestelmään, joilla molemmilla voidaan tuottaa kaikki sähköaseman tarvitsemat tasajännitteet.

2.3.26 Sähköasemarakennus ja tontti

Sähköaseman tilantarve riippuu sähköaseman 110 kV:n kojeiston tekniikasta, AIS vai GIS, ja sähköaseman koosta, eli siitä kuinka monta päämuuntajaa asemalla on, kuinka monta 110 kV:n johtoa asemalle tulee ja kuinka monta keskijännitejohtoa sieltä lähtee. Helsingissä käytettyjä sähköasemaratkaisuja ovat esimerkiksi

- 110 kV:n AIS ulkona, päämuuntajat bunkkereissa ja keskijännitekojeisto sekä omakäyttö- ja automaatiolaitteet sähköasemarakennuksessa (kuva 2.2)
- 110 kV:n AIS rakennuksen sisällä, päämuuntajat bunkkereissa rakennuksen yhteydessä ja muut laitteet rakennuksessa
- päämuuntajat bunkkeirissa, 110 kV:n GIS ja muut laitteet sähköasemarakennuksessa (kuva 2.11)
- kaikki sähköaseman laitteet sijoitettuna maanalaiseen luolaan.



Kuva 2.11. Muuntajabunkkereilla varustettu sähköasema. [27]

Sähköaseman kiinteistö on jaettu tonttiin, runkoon, rakennukseen, LVIS-järjestelmiin, tietoliikenneyhteyksiin ja hälytys- ja turvajärjestelmiin. Jaon perustana ovat osien toiminnalliset erot ja erilaiset pitoajat.

Kasvavat suurkaupungit ovat haasteellinen ympäristö sähköaseman sijoittamiselle. Keskusta-alueen laajetessa kuormat kasvavat, ja sopivia paikkoja sähköasemille on vähemmän tarjolla. Uusien asemien rakentaminen vaikeutuu, kuten myös olemassa olevien laajentaminen. Lisäksi saattaa olla tarpeen luopua AIS-kojeistoista niiden suuren tilantarpeen vuoksi.

Rakennusta suunnitellessa on huomioitava vaatimukset kulkuväylien leveydestä ja suurjännitteisten osien vaatimasta turvaetäisyydestä. Sähköaseman päälaitteet on sijoitettava palosuojattuun tilaan. Muuntajatila täytyy varustaa öljypäästöjen varalta öljynkeruualtaalla. Muuntajien raskas paino tulee huomioida sähköaseman rakenteissa. Sisätiloissa olevat päämuuntajat tarvitsevat tehokkaan ilmanvaihdon. Sähköaseman laitteet täytyy suojata ilkivallalta ja ilmastolta. Erityinen huomio on kiinnitettävä maadoitusten suunnitteluun ja toteutukseen. Kulunvalvonnan pitää olla kunnossa ja palontorjuntalaitteistojen riittävät.

Sähköaseman tietoliikenneyhteyksien tulee toimia luotettavasti. Sähköasemalla on sisäisiä ja asemalta lähteviä tiedonsiirtoväyliä. Puhelinlinjan lisäksi aseman kaukokäyttö saattaa tarvita oman yhteyden. Sähköaseman ja valvomon välillä käytettyjä tiedonsiirtoratkaisuja ovat valokaapeliyhteydet, omat langalliset yhteydet, puhelinlinja, radiolinkkiyhteydet ja voimajohtokantoaaltoyhteydet [74]. Aseman sisällä valokaapelit ovat vakiinnuttaneet asemansa. Ne eivät ole herkkiä sähkökentän aiheuttamille häiriöille.

3 ELINKAARIMALLIN MUODOSTAMINEN

3.1 Elinkaarimallinnuksen periaatteet

Elinkaaren hallinnan periaate on arvioida kaikki kohteesta aiheutuvat kustannukset alkuinvestoinnista käytöstä poiston aiheuttamiin kustannuksiin, ja näitä tietoja käyttämällä valita kokonaiskustannuksiltaan edullisin vaihtoehto. Sanaa elinkaarimalli käytetään myös laajojen infrastruktuurihankkeiden yhteydessä kuvaamaan hankkeen rahoitusmallia. Tällöin toimittajilta pyydetään tarjoukset kohteen rakentamisesta ja ylläpidosta. Näin rakennuttajat joutuvat ottamaan huomioon kohteen ylläpitokustannukset valitessaan käytettävät rakenteet ja rakennusmenetelmät. Mallia on kokeiltu suurissa julkisissa infrastruktuurihankkeissa, joista Suomessa tunnetuin lienee Lahden moottoritie.

Tässä työssä huomio ei ole projektin vastuutahojen määrittämisessä. Sähköasema koostuu useista komponenteista ja osajärjestelmistä, joilla on erilaiset pitoajat ja joiden kustannukset jakautuvat eri tavoin elinkaarensa varrelle. Liitteenä 4 olevat Energiamarkkinaviraston käyttämät pitoaikavälit antavat kuvan ongelmasta. Laitteiden pitoaikoja ei voi määrätä tarkasti, ja sähköaseman eri osat vanhenevat eri tahtia. Kyky hallita kokonaisuutta mahdollistaa kustannustehokkaan pitkän tähtäimen suunnittelun.

Kun uudistetaan merkittävä laitekokonaisuus, täytyy ainakin osa sähköasemasta tehdä jännitteettömäksi. Jokainen työmaa merkitsee sähköverkon alentunutta käyttövarmuutta. Työmaan perustaminen vaatii suunnittelua työmaan, sähköaseman käytön ja verkon käytön järjestämiseksi turvallisesti ja luotettavasti.

Koko elinkaaren kustannusten arvioiminen on perusteltua kun hankkeeseen liittyy

- pitkäikäinen investointi
- mittava kertainvestointi
- korkeat käyttö- ja ylläpitokustannukset. [21]

Sähköasemahankkeen elinkaaren kustannusten arvioiminen on perusteltua kaikkien kolmen kriteerin perusteella.

3.2 Eliniän määritelmä

Yleisimmin käytetty ja tunnetuin eliniän määritelmä on tekninen elinikä. Tekninen elinikä päättyy, kun komponenttia ei enää voi käyttää sen rikkoutumisen vuoksi. Komponentin taloudellinen elinikä on kuitenkin yleensä lyhyempi kuin tekninen elinikä. Komponentin taloudellinen elinikä päättyy, kun komponentin vaihtaminen on taloudellisesti kannattavaa, tai toisin päin, kun sen pitäminen käytössä ei enää ole taloudellisesti kannattavaa. Vielä hyvinkin toimiva komponentti on kannattavaa vaihtaa mikäli siten saadaan aikaan säästöjä. Vapaasti Hasse Nordmanin [66] käyttämää jaotelta mukailleen:

- Tekninen elinikä on päättynyt, kun
 - komponentti on vaurioitunut, eikä sitä ei enää kannata korjata
 - materiaalit ovat vanhentuneet, eikä komponentti ei enää täytä standardien tai muiden määräysten vaatimuksia.
- Strateginen elinikä on päättynyt, kun
 - verkon kuormitus on kasvanut, eikä muuntajasta saatava teho ei enää ole riittävä
 - verkon oikosulkuteho on kasvanut, ja komponentin mitoitusarvot ylittyvät
 - verkon käyttöjännite on muutettu, eikä laite enää sovellu käytettäväksi uudella jännitteellä
 - vanha komponentti ei enää mittojensa puolesta sovi sille suunniteltuun tilaan
 - tekniikka on uudistunut, eikä vanha komponentti ei enää ole yhteensopiva muun laitteiston kanssa.
- Taloudellinen elinikä on päättynyt, kun
 - häviöiden arvostus on sellainen, että uuden tekniikan käyttäminen tai uuden laitteen asentaminen on kannattavaa
 - vanhan komponentin vaatiman huollon ja ylläpidon kustannukset ovat sellaiset, että komponentti kannattaa vaihtaa
 - uusi komponentti tai tekniikka on muuten kokonaistaloudellisesti edullisempi kuin vanha
 - sopivien varaosien saanti on vaikeutunut.

Toinen määrittely komponenttien pitoajoille käyttää käsitteitä taloudellinen pitoaika, tekninen pitoaika ja teknistaloudellinen pitoaika. Siinä taloudellisella pitoajalla tarkoitetaan aikaa, jonka komponentin oletetaan tuottavan kirjanpitovelvollista tuloa. Tekninen pitoaika tarkoittaa komponentin teknistä käyttöikää ja teknistaloudellinen pitoaika aikaa, jona komponentti hyödyttää kirjanpitovelvollista. [50]

Tämän työn elinikä tarkastelussa käytetään Nordmanin määritelmää. Käytettävät pitoajat ovat liitteessä 3. Ne pohjautuvat Energiamarkkinaviraston esittämiin pitoaikoihin [17], LTY:n tutkimukseen [50], Helsingin Energian käytäntöön, edellä mainittujen lähteiden pohjalta tehtyihin arvioihin ja rakennusten osalta Suomen Rakennusinsinöörin Liiton suosituksiin [78].

3.3 Päätöksentekomalleista

3.3.1 Yleistä

Päätöksentekomallien tarkoituksena on selventää, mitä tehtävällä päätöksellä halutaan saavuttaa, eli määrittää tavoitteet, määrittää ratkaisuvaihtoehdot ja analysoida mitä seurauksia tehdyllä päätöksellä on. Sähköaseman elinkaaren hallinta vaatii monenlaisia päätöksiä sähköaseman rakentamisvaiheessa ja myöhemmin pohdittaessa aseman eri osien uusimistarvetta ja mahdollisten perushuoltojen toteuttamista. Päätöksenteossa käytettyjä välineitä ovat vuorovaikutuskaavio ja tapahtumapuu. [13]

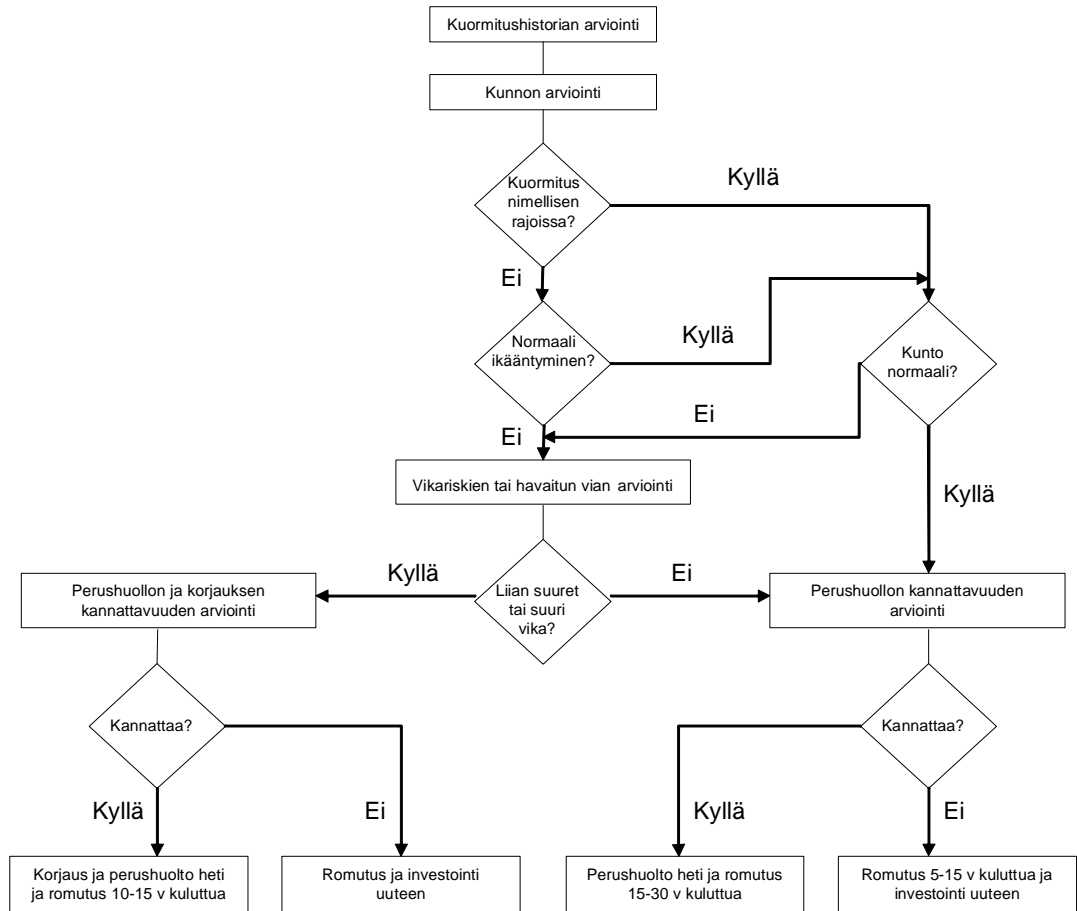
Vuorovaikutuskaaviossa käytetään teräväkulmaisia laatikoita kuvaamaan päätösvaihtoehtoja, renkaita kuvaamaan epävarmoja muuttujia ja pyöreäkulmaisia laatikoita kuvaamaan seurauksia ja varmoja lähtötietoja. Kaavion nuolet esittävät riippuvuussuhteita niiden osoittaessa epävarmoihin muuttujiin tai seurauksiin ja ajallista järjestystä niiden osoittaessa päätössolmuihin. [13]

Tapahtumapuu soveltuu erityisesti sellaisten kokonaisuuksien kuvaamiseen, jotka koostuvat sarjasta ajallisessa järjestyksessä olevia tapahtumia. Solmupisteessä tehtävä päätös tai sattuva satunnaistapahtuma johtaa uuteen solmupisteeseen ja lopulta lopulliseen tilaan. Tapahtumapuuta voi käyttää vaikka tapahtumat eivät olisikaan ajallisesti järjestyksessä. Tällöin puu täytyy rakentaa siten, että järjestyksen vaihtaminen tapahtumapuussa ei muuta lopputulosta. [13]

Päätöksentekomalleilla erotetaan perustavanlaatuiset tavoitteet keinoista [13]. Monet sähköverkkoyhtiöt ilmoittavat perustavoitteikseen hyvän sähkönlaadun ja kannattavan toiminnan. Keino näiden tavoitteiden saavuttamiseksi on esimerkiksi vanhenevan laitekannan uusiminen.

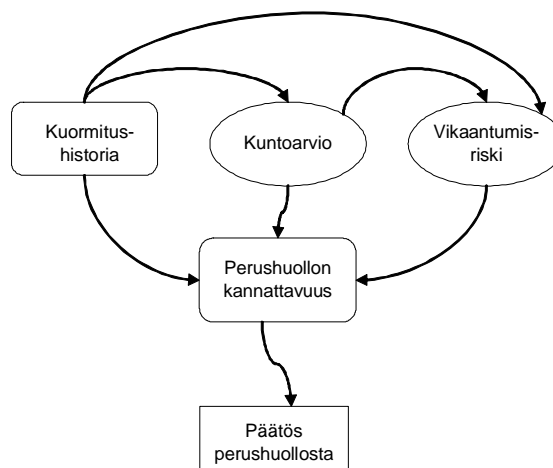
3.3.2 Esimerkki: päätös päämuuntajan perushuollosta

Kuvassa 3.1 on esimerkki päätöksentekomallista 15–40 vuoden ikäisen päämuuntajan perushuollolle. Tämä on yksi tapa esittää huomioon otettavat asiat kun päätetään päämuuntajan huollosta.

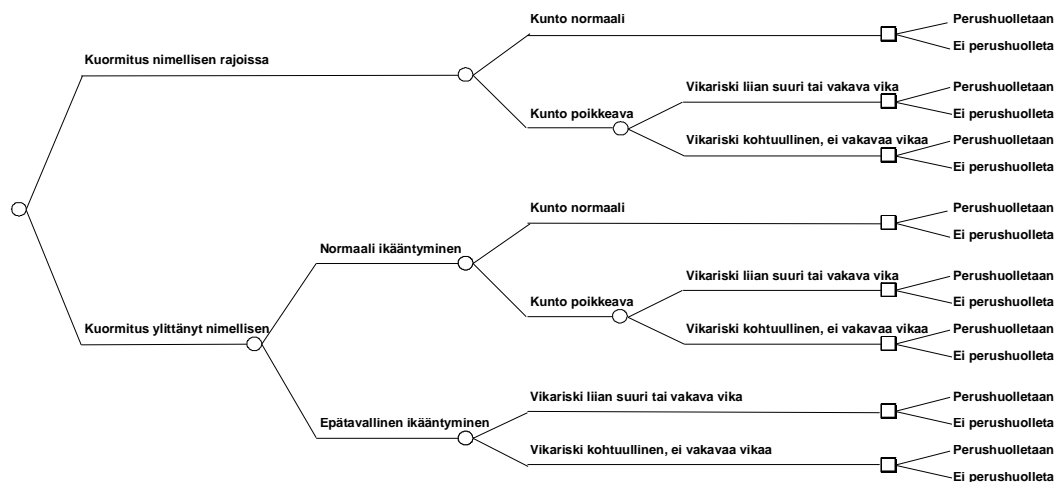


Kuva 3.1. Päämuuntajan perushuollon päätöksentekokaavio. [88]

Kuvissa 3.2 ja 3.3 ovat päämuuntajan perushuoltopäätöksen vuorovaikutuskaavio ja tapahtumapuu.



Kuva 3.2. Päämuuntajan perushuoltopäätöksen vuorovaikutuskaavio.



Kuva 3.3. Päämuuntajan perushuoltopäätöksen tapahtumapu.

3.4 Sähköasemahanke

3.4.1 Tarve sähköasemainvestoinnille

Peruseriaatteena sähköverkon suunnittelussa on sijoittaa sähköasema alueelle jota se syöttää. Sähköaseman sijainti lähellä kulutusta on taloudellisin tapa rakentaa sähköverkko ja vähentää tarvetta rakentaa pitkiä keskijännitelinjoja. Tämä pienentää häviöitä ja parantaa sähkön laatua. Kulutuksen kasvaessa olemassa olevan verkoston alueella tai uusien rakennusprojektien myötä saattaa entisten sähköasemien kapasiteetti muodostua ongelmaksi. Vaihtoehdot ovat tällöin uusia ja laajentaa olemassa olevia sähköasemia tai rakentaa uusi sähköasema.

Sähköverkon suunnittelun voi jakaa kahteen osaan, lähitulevaisuuden suunnitteluun ja pitkän aikavälin suunnitteluun. Lähitulevaisuuden suunnittelussa tarkastelu ulottuu noin viiden vuoden päähän, ja se sisältää yksityiskohtaisen rakennusohjelman. Pitkän aikavälin suunnittelu käsittää pääsuuntaviivat ja yleissuunnitelman 5–15 vuoden päähän tulevaisuuteen. Lisäksi usein on syytä luoda myös niin sanottuja ylipitkän aikavälin visioita, jotka hahmottelevat toiminnan luonnetta ja verkon rakennetta 15–30 vuoden päästä. Apuna suunnittelussa voi käyttää esimerkiksi historiatietoja ja kaavoitus-suunnitelmia. [15]

Suunnittelun tarkentumiseen toteutusajankohdan lähetessä on useita syitä. Ensinnäkään tarkkoja suunnitelmia pitkän ajan päähän ei kannata tehdä tulevaisuuteen liittyvän epävarmuuden vuoksi. Olosuhteet suunnittelun kohteen ja käytettävissä olevien ratkaisujen osalta saattavat olla erilaiset kuin suunnitelmaa laatiessa oletettiin. Ajanhetken lähetessä tiedot tarkentuvat, ja suunnitelmat voidaan laatia paremmalla tarkkuudella. Toiseksi ei työntekijöiden arvokasta aikaa kannata käyttää suunnitteluun, joka voidaan tehdä myöhemminkin.

Sähkönjakeluverkon teknillistaloudellinen suunnittelutehtävä on minimoida toiminnan aiheuttamat kustannukset reunaehtojen puitteissa. Reunaehdot ovat

- terminen kestoisuus
- oikosulkukestoisuus
- jännitteen laatu
- turvallisuus ja
- käyttövarmuus. [38]

Lisäksi verkon suunnittelussa täytyy ottaa huomioon lain mukaiset velvoitteet verkonhaltijalle. Näitä ovat

- kehittämisvelvollisuus
- liittämisvelvollisuus ja
- siirtovelvollisuus. [86]

3.4.2 Sähköasemaprojekti

Sähköasemaprojekti alkaa hankesuunnitelmalla, jossa esitetään perustelut hankkeelle, arvioidaan kustannukset, selvitetään rahoitus ja laaditaan aikataulu. Hankesuunnitelman tultua hyväksytyksi laaditaan yksityiskohtaisempi esisuunnitelma, jonka pohjalta voidaan tehdä investointipäätös. Seuraava vaihe on projektisuunnitelman laadinta. Projektisuunnitelmassa projekti jaetaan osaprojekteihin ja määritetään projektiorganisaation vastuualueet sekä budjetit eri projektin osille. Toteutussuunnitelma jakautuu kahteen osaan. Perussuunnittelulla varmistetaan esisuunnitelman ratkaisujen toimivuus ja laaditaan toimintaperiaatteet hankintaohjelmien toteuttamiseksi. Hankintapäätösten jälkeen laaditaan yksityiskohtainen suunnitelma. Hankkeen toteutus päättyy vastaanottoon vastaanottotarkastuksineen ja projektin päättämiseen. [25]

3.5 Eri investointivaihtoehtojen vertaaminen

3.5.1 Korko ja laskentakorkokanta

Korko on korvaus varallisuuden kulutuksen lykkäämisestä tulevaisuuteen. Laskentakorkokanta on väline eriaikaisten tulo- ja menovirtojen yhteismitallistamiseksi. Laskentakorkokanta kuvaa yrityksen tuottovaatimuksia, eli sitä miten suuri tuotto sijoitetulle pääomalle olisi saatava. Laskentakorkokannan määrittämisessä käytetään monia erilaisia perusteita. Näitä ovat esimerkiksi vaihtoehtoisista sijoituksista saatavat tuotot ja jo toteutuneista investoinneista saadut tuotot. Käytännössä laskentakorkokanta on usein sama kuin yrityksen investoinneilta vaatima minimituotto. Suuri laskentakorkokanta antaa lähihetken kassavirroille suuremman merkityksen verrattuna myöhemmin tapahtuviin kassavirtoihin kuin pieni laskentakorkokanta. [5]

Korkokannan voi määrittää riskittömän koron ja sijoituskohteen riskitason avulla. Laskentakorkokanta on

$$r = r_r + r_{risk} , \quad (3.1)$$

missä	r	= reaalin korkokanta
	r_r	= riskitön korko
	r_{risk}	= riskin tuoma lisätuottovaatimus.

Laskentakorkokantaan voi myös sisällyttää inflaatio-odotukset. Tällöin laskentakorkokanta on

$$r_i = r(1 + s) + s , \quad (3.2)$$

missä	r_i	= nimellinen korkokanta
	r	= reaalin korkokanta
	s	= inflaatio.

Käypä nimellinen laskentakorkokanta on energiayhtiölle noin 5–8 %. Inflaation vaikutuksen voi poistaa ratkaisemalla reaalin korkokanta yhtälöstä (3.2),

$$r = \frac{r_i - s}{1 + s} . \quad (3.3)$$

Inflaatio on viime vuosina ollut hyvin maltillinen, ja tässä se on arvioitu 2 %:ksi. Sijoittamalla kaavaan (3.3) nimelliseksi korkokannaksi 8 % ja inflaatioksi 2 % saadaan reaalisesti korkokannaksi 5,9 %. Esimerkkilaskuissa laskentakorkokantana on käytetty 6,0 %.

3.5.2 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmä perustuu kassavirtojen diskonttaamiseen ja yhteenlaskemiseen, eli tulevaisuuden kassavirroille lasketaan tämän päivän arvo laskentakorkokannan avulla, ja ne lasketaan yhteen. Periaatteessa jokaiselle tulevaisuuden ajanhetkelle voitaisiin määrittää oma korko, mutta käytännössä tämä ei ole tarkoituksenmukaista. Yhden korkokannan käyttäminen koko jakson yli yksinkertaistaa laskelmia. Tuloksille voi tehdä herkkyystarkastelun käytetyn korkokannan merkityksen arvioimiseksi. Kassavirran nykyarvon laskentakaava on

$$K = \sum_n \left(\frac{1}{(1+r)^n} k_n \right), \quad (3.4)$$

missä	K	= summan nykyarvo
	r	= korkokanta
	n	= aika vuosissa laskentahetkestä kassavirran tapahtumahetkeen
	k_n	= vuoden n kassavirta. [5]

3.5.3 Muita menetelmiä

Muita paljon käytettyjä investointien kannattavuuden laskentamenetelmiä ovat annuiteettimenetelmä, sisäisen korkokannan menetelmä ja takaisinmaksuajan menetelmä. Annuiteettimenetelmässä investointimeno jaetaan investoinnin pitoajalle yhtä suuriksi annuiteeteiksi kertomalla investointimeno korkokannan mukaan määräytyvällä annuiteettitekijällä. Vuosittaiset kassavirrat lasketaan sitten yhteen. Sisäisen korkokannan menetelmässä investoinnin nykyarvo pakotetaan nolaksi valitsemalla sopiva laskentakorkokanta, sisäinen korkokanta. Takaisinmaksuajan menetelmässä selvitetään aika, jonka kuluessa investoinnista on kertynyt nettotuottoa investoinnin verran. [5]

3.5.4 Tulevaisuuden kustannusten arvioiminen

Vaihtoehto reaalisen laskentakorkokannan käyttämiselle on käyttää laskelmissa nimellistä korkokantaa. Tällöin ei voi käyttää suoraan tämän päivän kustannustietoja tulevaisuuden kustannusten suuruuden arvioinnissa. Kustannukset on arvioitava käyttäen sopivaa indeksiä ja tehtävä kustannuksille indeksikorotukset. Hyviä puolia nimellisen korkokannan käytössä kannattavuuslaskelmissa on, että mallin hintatiedot ovat ”päivän rahassa”. Ne ovat yhteensopivia tulo- ja menoennusteiden kanssa, ja eri kustannuslähteiden mahdollisesti erilaiset hintakehitykset tulevat huomioiduiksi. Huonoja puolia ovat laskelmien monimutkaistuminen hintatietojen määrän kasvaessa ja ennustettavien parametrien määrän kasvu. Tässä työssä elinkaarikustannusten laskenta tehdään käyttämällä reaalista korkokantaa ja nykyarvomenetelmää.

4 SÄHKÖASEMAN ELINKAARIKUSTANNUKSET

4.1 Yleistä

Sähköaseman kustannukset pyritään kohdistamaan luvussa 2 esitellyille sähköasemakomponenteille. Jos jonkin kustannusluokan kohdalla ei ole mahdollista määritellä kustannuksia erikseen jokaiselle komponentille, voi komponenteista muodostaa ryhmän, jolle kustannukset ovat yhteiset. Nämä voi jakaa erilaisia jakokriteerejä käyttäen yksittäisille komponenteille tarpeen mukaan.

4.2 Sähköaseman elinkaarimallissa huomioitavat kustannukset

Sähköaseman elinkaaren kustannukset voi jakaa karkeasti kolmeen ryhmään:

- käyttöönoton kustannuksiin
- käytön aikaisiin kustannuksiin
- käytöstä poiston kustannuksiin.

Lakervi ja Holmes [49] käyttävät yhtälön (4.1) mukaista kustannusjaottelua.

$$C = \sum (C_i + C_l + C_m + C_o), \quad (4.1)$$

missä	C	= kokonaiskustannukset
	C_i	= investointikustannukset
	C_l	= häviökustannukset
	C_m	= ylläpito- ja käyttökustannukset
	C_o	= keskeytyskustannukset.

Eväsojan diplomityössä [21] on esitelty yleisiä elinkaarikustannusten ominaisuuksia.

Laajan määritelmän mukaan elinkaarikustannukset muodostuvat

- investointikustannuksista sisältäen suunnittelun, valmistuksen ja rakentamisen
- käyttökustannuksista, jotka muodostuvat energia-, työ-, ja materiaalikustannuksista
- kunnossapitokustannuksista, joita ovat huolto-, korjaus-, ja toimintahäiriökustannukset
- ympäristökustannuksista, joihin kuuluvat melun ja maaperän likaantumisen aiheuttamat kustannukset
- purku-, kierrätys- ja loppusijoituskustannuksista.

Eväsojan ja Lakervin mallit antavat hyvän pohjan sähköaseman elinkaarikustannusten arviointiin. Sähköaseman elinkaarikustannukset voi jakaa seitsemään ryhmään. Ne ovat investointikustannukset, käytöstä poiston kustannukset, huolto- ja ylläpitokustannukset, häviökustannukset, sähkön laatuun liittyvät kustannukset, ympäristökustannukset ja riskeihin liittyvät kustannukset.

Investointikustannukset ovat investoinneista aiheutuneita kustannuksia. Poiston kustannukset ovat kustannukset komponentin kuljettamisesta pois ja romutuksesta. Jos komponentti voidaan siirtää uuteen käyttöpaikkaan tai myydä, voi poistokustannus olla positiivinen. Huolto- ja ylläpitokustannukset kattavat suuren osan toiminnan varsinaisista kuluista. Häviökustannukset ovat seurausta sähköaseman laitteiden häviöistä.

Sähkön laatuun liittyvät kustannukset aiheutuvat asiakkaille sähkönjakelun häiriöistä. Niitä ovat esimerkiksi keskeytykset ja jännitekuopat. Ympäristökustannukset ovat sähköaseman ympäristölle aiheuttamat haitat. Tällaisia haittoja ovat muun muassa melu, sähkömagneettiset kentät, esteettinen haitta ja muu sähköaseman toiminnasta luonnolle koituva haitta. Riskikustannukset liittyvät tapahtumiin, joiden ennakoiminen on hyvin vaikeaa, mutta joilla tapahtuessaan voi olla hyvin laajat seuraukset verkkoyhtiölle ja muulle yhteiskunnalle. Riskit voivat liittyä ilmastonmuutokseen, uusiin teknologioihin ja poliittisiin ilmiöihin.

Kustannusryhmistä investoinnit, käytöstä poiston kustannukset, huolto ja ylläpito sekä häviöt ovat verkkoyhtiön kokemia todellisia kustannuksia. Sähkön laatuun liittyvät kustannukset ja ympäristökustannukset ovat kustannuksia, jotka koskevat myös muita kuin verkkoyhtiötä, jotka eivät synnytä reaalista varainsiirtoa ja joiden arvottaminen riippuu haitan suuruuden arviointiin käytetystä mallista. Jatkossa näitä kustannuksia kutsutaan yhteisellä nimellä yhteiskunnalliset kustannukset. Riskikustannukset sisältävät sekä verkkoyhtiölle että muulle yhteiskunnalle mahdollisesti koituvia tarkemmin mallintamattomia kustannuksia ja ne voivat olla osin muiden ryhmien kanssa päällekkäisiä kustannuksia.

Verkkoyhtiö pyrkii investoinneilla sekä huolto- ja ylläpitotoimilla pitämään sähkön laatuun liittyvät kustannukset ja ympäristökustannukset mahdollisimman pieninä yhteiskunnallisesti hyväksyttävän tason ollessa yläraja. Samalla verkkoyhtiö minimoi

todellisia kustannuksia toimiakseen kannattavasti ja tarjotakseen asiakkaille sähkön-siirtopalvelut edullisesti. Yhtiö pyrkii pitämään sähkön laadun korkeana ja vähentämään ympäristön kokemaa haittaa käyttämällä tehokasta investointien ja huolto- ja ylläpitotoimien yhdistelmää.

Sähköverkkoyhtiölle aiheutuvat kustannukset voi esittää yhtälöllä

$$C_{tod} = C_i + C_m + C_l + C_d, \quad (4.2)$$

ja yhteiskunnalliset kustannukset yhtälöllä,

$$C_s = C_q + C_e, \quad (4.3)$$

missä	C_{tod}	= todelliset kokonaiskustannukset
	C_i	= investointikustannukset
	C_m	= huolto- ja ylläpitokustannukset
	C_l	= häviökustannukset
	C_d	= käytöstä poiston kustannukset
	C_s	= yhteiskunnalliset kustannukset
	C_q	= sähkön laatuun liittyvät kustannukset
	C_e	= ympäristökustannukset.

Eri kustannusryhmien synnyttämät kustannukset riippuvat jossain määrin muihin kustannuskohteisiin käytetyistä varoista. Elinkaaren kustannusten minimointi edellyttää näiden riippuvuuksien ymmärtämistä ainakin jonkinlaisella tasolla.

4.3 Investoinnit

4.3.1 Investoinnin määritelmä

EMV:n toimeksiannosta LTKK:ssa 2002 tehty selvitys [50] määrittelee, mitkä sähköverkkotoiminnan kustannukset ovat investointityyppisiä. Selvityksen mukaan investointeja ovat:

- 1) Kaikki verkon arvoa kasvattavat tai verkon kapasiteettia kasvattavat tai verkostokomponentin elinikää jatkavat toiminnot. Tämän peruseriaatteen mukaan investointeja ovat
 - sähköaseman rakentaminen ja uusiminen
 - johtolinjojen rakentaminen ja uusiminen
 - pylväiden ja muiden komponenttien suunnitelmalliset uusinnat ja perusparannukset
 - muuntajien perusparannukset
 - mittareiden uusinnat.
- 2) Yksittäisen pylvään, orren tai vastaavan verkon osakomponentin vaihtaminen ja korjaaminen on kulu. Usean pylvään, orren tai vastaavan komponentin ennalta suunniteltu vaihtaminen ja perusparantaminen on investointi. Verkon uusimisen yhteydessä tehtävästä olemassa olevan verkon purkutyöstä aiheutuneet kustannukset ovat osa investointihanketta.
- 3) Työkustannukset sisällytetään investointihankkeeseen mahdollisimman kokonaisvaltaisesti. Työkustannuksia ovat tässä yhteydessä tarvikkeiden hankinnasta, asennuksesta, verkostosuunnittelusta ja maastosuunnittelusta aiheutuneet kustannukset.
- 4) ATK-laitteiden ja ohjelmistojen sekä automaatiolaitteiden hankinnat ovat investointeja.
- 5) Vuokrakustannukset ovat kuluja. Vuokrakuluja ovat verkko-, kiinteistö- ja maanvuokrat.
- 6) Kaikki verkon ylläpidon kustannukset, joita ei ole erikseen mainittu kohdissa 1–4 ovat kuluja.

Investoinnit erotellaan mahdollisuuksien mukaan suunnittelu-, hankinta-, kuljetus-, asennus- ja testauskuluihin sekä muihin kuluihin. Suunnittelukustannukset ovat projektin tai hankinnan suunnittelun vaatimat kustannukset. Hankintakustannus tarkoittaa komponentin hankintahintaa ja kohteessa tehtyjen rakennustöiden kustannuksia. Kuljetuskustannukset syntyvät materiaalin tai komponentin kuljettamisesta paikalle. Asennus- ja testauskustannukset ovat kustannuksia komponentin asentamisesta toimintapaikallensa ja testauksista, joilla varmistetaan komponentin toimivuus halutulla tavalla. Muut luokittelemattomat kustannukset ovat projektiin tai hankintaan kiinteästi

liittyviä kustannuksia, joiden jaottelu tarkasti on hankalaa. Niitä ovat esimerkiksi varastoinnista aiheutuvat kulut. Investointikustannukset muodostuvat siis seuraavasti

$$C_i = C_{suunnittelu} + C_{hankinta} + C_{kuljetus} + C_{asennus} + C_{muut}, \quad (4.4)$$

missä	C_i	= kokonaisinvestointikustannukset
	$C_{suunnittelu}$	= suunnittelukustannukset
	$C_{hankinta}$	= hankintakustannukset
	$C_{kuljetus}$	= kuljetuskustannukset
	$C_{asennus}$	= asennuskustannukset
	C_{muut}	= muut kustannukset.

Investointikustannusten jako eri alaryhmiin selventää kustannusten määrittämistä ja määrytymistä. Kuljetus- sekä asennus- ja testauspalvelut voidaan esimerkiksi ostaa komponentin myyjältä tai suorittaa itse. Usein käytettävissä on vain investoinnin kokonaistoimituksen kustannus, jolloin kaikkia kaavan (4.4) kustannuksia ei voi määrittellä, ja joudutaan tyytymään vähemmän yksityiskohtaiseen kustannusjaotteluun.

Investoinnit voidaan jakaa investointikohteen mukaan kolmeen ryhmään. Investointi voi ensinnäkin olla investointi täysin uuteen kohteeseen, esimerkiksi sähköverkon rakentaminen uuteen kaupunginosaan. Toiseksi investointi voi olla vanhan verkon vahvistaminen uudishankinnoilla. Kolmas investointityyppi on käytössä olevan laitteen perushuolto, jolla voidaan parantaa laitteen toimintavarmuutta, lisätä laitteen kapasiteettia, pidentää käyttöikää tai muuten lisätä laitteen käyttömahdollisuuksia.

Kaikkia sähköasemaprojektin kuluja ei voi kohdistaa suoraan yksittäiselle komponentille. Nämä ovat projektin yhteisiä kuluja. Yhteiset kulut voi jakaa sähköaseman komponenteille esimerkiksi niiden investointikustannusosuuden mukaan

$$C_{i_kohdistetut}^j = \frac{C_i^j}{\sum_{j=1}^n C_i^j} * C_{i_kohdistamattomat}, \quad (4.5)$$

missä	C_i^j	= komponentin j investointikustannukset
	$C_{i_kohdistetut}^j$	= komponentille j kohdistetut yhteiset investointikustannukset
	$C_{i_kohdistamattomat}$	= projektin kohdistamattomat kustannukset.

Parempia vaihtoehtoja ovat kustannusten tarkempi kohdennus jo projektia aloittaessa tai kustannusten kohdistus asiantuntija-arvioita käyttämällä.

4.3.2 Tekniset ratkaisut

Investointivaiheessa tehtäviä merkittäviä päätöksiä ovat päätökset ylä- ja alajännitekojeistojen sekä päämuuntajien teknisistä ratkaisuista, muun muassa päätökset kojeistoissa käytettävistä kiskojärjestelmistä, valinta AIS- ja GIS-tekniikoiden välillä sekä päämuuntajan jäähdytysjärjestelmän valinta. Päätös rakentaa koko sähköasema sisälle rakennukseen tai luolaan rajoittaa jo huomattavasti mahdollisten ratkaisujen määrää. Vastaavasti päätökset käytettävistä teknisistä ratkaisuista vaikuttavat sähköasemarakennuksen tai luolan tarvittavaan varustelutasoon ja tilankäyttöön. Sähköasematasolla tehtäviä ratkaisuja ovat myös päätökset käytettävistä omakäyttöjärjestelmistä ja sähköasema-automaation toteutus.

4.3.3 Investoinnin ajoitus

Sähköaseman eri komponenteilla on eri pitoajat. Sähköaseman elinkaaren hallinnan pyrkimyksenä on käyttää kutakin komponenttia mahdollisimman lähelle sen taloudellista elinikää. Monet sähköaseman komponenteista ovat sellaisia, että yhden komponentin uusinnan yhteydessä kannattaa, tai on jopa välttämätöntä, uusia muitakin komponentteja niiden teknisten ominaisuuksien ja keskinäisen riippuvuuden vuoksi. Esimerkiksi uusittaessa primäärilaitteet uusitaan yleensä myös toisiolaitteet. Toisiolaitteiden elinikä voi olla noin 20 vuotta ja primäärilaitteiden noin 40 vuotta.

Keskusta-alueilla saattaa olla kannattavaa siirtää maanpäällinen sähköasema maan alle arvokkaan tonttimaan saamiseksi parempaan käyttöön. Tällöin aseman laitteiden elinkaaret kannattaa suunnitella siten, että niiden uusinta on ajankohtaista kun siirto on tarkoitus toteuttaa.

Taloudellisilla toimijoilla on rajalliset mahdollisuudet tehdä investointeja. Investoinnin lykkääminen antaa mahdollisuuden parantaa tietoja tarvittavista laitteista, esimerkiksi kuormitusennusteen tarkentuessa. Investointiajankohdan valinta on tehtävä, jossa täytyy ottaa huomioon yksittäistä projektia koskevat rajoitteet ja yritystasolla vaikuttavat rajoitteet. Lehtoviita [56] on arvioinut sähköasemainvestointiin liittyvien ennustevirheiden taloudellisia seurauksia. 1984 tehtyjen laskelmien perusteella sähköaseman rakentaminen vuosi ennen optimaalista rakentamisajankohtaa aiheuttaa 1,4–1,9 miljoonan markan menetykset.

4.3.4 Investointikustannusten arviointi

Sähköaseman komponenttien eri kustannusten määrittely on haastavaa. Osa komponenteista on yksilöllisiä ja komponenttien hintojen hajonta on suuri [41]. Sähköaseman laitteet hankitaan tarjouskilpailun perusteella, ja toimittajien määrä on rajallinen. Hinnat reagoivat valmistajien toimituskapasiteettiin. Komponenttien investointikustannukset on arvioitu lähinnä käyttämällä Helsingin Energian tietoja toteutuneista investoinneista sekä Electrowatt-Ekonon Energiamarkkinavirastolle määrittämiä sähköverkon komponenttien yksikköhintoja. EMV:n yksikköhinnat ovat liitteessä 4. Lisäksi kustannusten tason arvioinnissa on käytetty muita kirjallisia lähteitä ja asiantuntija-arvioita.

Sähköasemainvestoinnit Helsingissä on huomioitu noin 20 vuoden ajalta ja kustannukset on korjattu vastaamaan vuoden 2004 kustannustasoa Tilastokeskuksen määrittämällä rakennuskustannusindeksillä. Arvioissa laitteiden investointikustannuksiin on oletettu sisältyviksi hankinta-, kuljetus-, asennus- ja testauskulut. Suunnittelu- ja muut kulut on huomioitu projektin kuluina.

4.3.5 Tontti ja sähköasemarakennus

Tiiviisti rakennetuilla alueilla maa-alan löytäminen AIS-kojeistolle ei ehkä ole mahdollista, ja kyseeseen tulevat rakennukseen tai luolaan sijoitetut GIS-tekniikkaan perustuvat ratkaisut. Aivan ydinkeskusta-alueilla saattaa sähköaseman sijoittaminen luolaan olla ainoa vaihtoehto. Sijoituspaikkaa suunnitellessa tulee olemassa olevan suurjänniteverkon rakenne ottaa huomioon. 110 kV:n johtoyhteyksien rakentaminen aiheuttaa merkittäviä kustannuksia. Taajama-alueella tilan löytäminen avojohtolinjalle voi olla mahdotonta, ja ainoa mahdollisuus on toteuttaa sähköaseman suurjänniteyhteydet maakaapelilla. Uuden johdon vaikutus muuhun suurjänniteverkkoon tulee ottaa huomioon.

Sähköaseman tarvitsema tila riippuu aseman koosta, aseman kojeistoratkaisuista ja päämuuntajien sijainnista. Avokytkinlaitos tarvitsee suuren tontin, mutta sähköasemarakennus voi olla varsin pienikokoinen. GIS-laitoksella varustettu asema puolestaan tarvitsee hieman suuremman rakennuksen, mutta aseman tontti voi muuten olla hyvinkin pieni.

Avokytinlaitoksen kenno tarvitsee tilaa pituussuunnassa n. 30–40 m ja leveyssuunnassa n. 10 m. Useista kennoista koostuvissa kojeistoissa tarvitaan myös kennojen väliin tilaa, ja jännitteisten osien ympärille täytyy jättää turvaetäisyys. Käytännössä 110 kV:n kojeiston ympärille on hyvä jättää 4 m tilaa [74]. Muita tilaa vieviä laitteita ovat päämuuntajat ja sähköasemarakennus. Rakennuksessa ovat keskijännitekojeisto, ohjaus- ja automaatiolaitteet sekä omakäyttöjärjestelmät. Maisemallisesti herkillä alueilla voi olla tarpeen kiinnittää erityistä huomiota rakennuksen ulkonäköön.

Helsingissä sähköasemarakennukset ovat kerrosneliömetreiltä noin 1000 k.m²–3000 k.m² suuria. Eniten tilaa vievät kokonaisuudet sähköasemalla ovat 110 kV:n kojeisto, keskijännitekojeistot, päämuuntajat ja relehuone. Keskimäärin GIS-kojeistolle on varattu noin 150 m², keskijännitekojeistolle noin 130 m² ryhmää kohti, päämuuntajalle noin 60 m² ja relehuoneelle noin 100 m². Päämuuntajat ja GIS-kojeisto tarvitsevat myös korkeussuunnassa runsaasti tilaa. Melko vakiintuneena käytäntönä keskijännitekojeiston alla oleva tila on varattu keskijännitekojeiston kaapelivienneille, eli siellä on niin sanottu kaapelikellari. Lisäksi sähköasemalta täytyy löytyä tilat akustoille, tasasuuntaajille, tasasähkö- ja vaihtosähkökeskuksille, omakäyttömuuntajalle ja verkkokäskylaitteille sekä riittävät varasto- ja sosiaalitilat.

Yksinkertaisin sähköasemaratkaisu on yhden päämuuntajan sähköasema, jota syöttää 110 kV:n johto. Tällaista asemaa varten on varattava vähintään 1000 m²:n tontti. Helsingin seudulla yleisin sähköasemarakenne on kahden päämuuntajan asema, jota syötetään kahdella 110 kV:n linjalla. AIS-tekniikalla minimipinta-ala tällaiselle asemalle on noin 3000 m². GIS-tekniikalla asema voidaan sijoittaa luolaan tai maanpäälliseen rakennukseen, jonka kerrosala voi olla pienempi kuin 1000 k.m², ja tarvittavan tontin koko riippuen rakennustehokkuudesta noin 700–1000 m². Arviot tarvittavan tontin koolle ja kerrosneliömetreille on tehty AIS-kennojen tilatarpeen ja Helsingin Energian sähköasemien rakenteen perusteella.

Tonttimaan arvo riippuu rakennuspaikasta. Pääkaupunkiseudulla vuonna 2003 teollisuuskiinteistöjen kerrosneliöhinta oli asemakaava-alueilla keskimäärin 136 EUR/k.m², näiden tonttien rakennustehokkuus noin 0,5 ja tontin neliöhinta siis noin 68 EUR/m². Toimistokiinteistöjen kerrosneliöhinta oli keskimäärin 328 EUR/k.m² ja rakennustehokkuus noin 0,9. [59]

Helsingissä sähkölaitos ei omista sähköasematontteja vaan on vuokrannut ne kaupungilta. Sähköaseman tontin arvo vaihtelee pääkaupunkiseudulla riippuen aseman sijainnista. Ydinkeskustassa maan arvo voi olla 2–3 kertaa korkeampi kuin pääkaupunkiseudun keskimääräinen maan arvo. Parhaiten lähteen [59] tonttihinnoista sähköasemien tonttihinnan arvioimiseen soveltuvat teollisuuskiinteistöjen hinnat, mutta sähköasemakiinteistöt keskustoissa ovat hyvin yksilöllisiä tyypiltään ja arvoltaan.

Sähköasemarakennuksen arvo riippuu rakennuspaikasta, käytetyistä rakenneratkaisuista ja tarvittavan rakennuksen koosta. Pääkaupunkiseudulla rakennuskustannukset voivat olla 25–30 % korkeammat kuin muualla Suomessa keskimäärin [24]. Valmiiden moduuliratkaisujen käyttäminen on edullisempaa kuin aseman rakentaminen erikseen suunniteltuna.

Luolan koossa on huomioitava tarvittavat kulkureitit. Luolaan sijoitettu asema vaatiikin noin kaksinkertaiset tilat verrattuna vastaavaan maanpäällisen sähköaseman sähköasemarakennukseen. Johtuen kaupunkien suurista tehotiheyksistä ja taloudellisesta merkityksestä on sähköaseman toiminnan varmistaminen tärkeää, ja sähköasemat ovat keskustassa verraten raskasrakenteisia. Pääkaupungissa turvallisuuspoliittisten tekijöiden vuoksi sähköasemien rakenteelle voidaan asettaa vielä lisävaatimuksia.

Helsingissä sähköasemarakennusten keskimääräinen kustannus vuosina 1975–2003 toteutetuissa sähköasemaprojekteissa on ollut noin 1600 EUR/k.m² maan päällä sijaitsevien asemien osalta ja noin 1400 EUR/k.m² luola-asemien osalta. Otos josta sähköasemarakennusten kustannukset on laskettu on kuitenkin pieni, ja arvoja täytyy pitää hyvin suuntaa antavina.

Sähköasemarakennuksen investointikustannusten jako sen osille on tehty käyttäen ohjeellisena apuna hallirakennuksen kustannuksia [24]. Kustannusjakaumana esimerkkilaskuissa käytetään taulukon 4.1 jakoa.

Taulukko 4.1. Sähköasemakiinteistön kustannusten jakautuminen kiinteistön osille

Runko	40 %
Rakennus	37,5 %
LVIS-järjestelmät	20 %
Tietoliikenneyhteydet	2 %
Hälytys- ja turvajärjestelmät	0,5 %

Kiinteistön elinikä vaihtelee sen käytön mukaan. Perustukset voivat kestää käytössä noin 100 vuotta ja muu rakennus noin 50 vuotta. LVIS-järjestelmien elinikä voi vaihdella 15–50 vuoden ja tietoliikenne- ja turvajärjestelmien 10–20 vuoden välillä. [78]

Kiinteistön osuus sähköasemainvestoinnista on huomattava Helsingissä, usein lähes 50 % sähköaseman kokonaiskustannuksista. Kiinteistökustannuksia nostavat tarve tehdä sähköasemasta maisemaan sopiva ja sopivien sijoituspaikkojen niukkuus.

4.3.6 110 kV:n kojeisto

GIS-kojeisto ja AIS-kojeisto ovat investointikohteina sangen erilaiset. GIS-kojeiston kennot ovat yksittäisiä kokonaisuuksia, kun AIS-kenno koostuu useista erillisistä osista, joita voi uusia eri tahtiin. GIS-kojeisto hankitaan kokonaisuutena yhdeltä valmistajalta. AIS-kojeiston voi ainakin periaatteessa koota usean valmistajan tuotteista.

1-kiskoinen GIS-kojeisto on yleisin 110 kV:n kojeistotyyppi Helsingissä. 2-kiskoisia GIS-kojeistoja käytetään voimalaitokset verkkoon yhdistävillä sähköasemilla ja tärkeillä solmupisteasemilla. AIS-kojeisto on neljällä asemalla.

Energiamarkkinaviraston jälleenhankinta-arvon laskentamallissa 110 kV:n kojeiston arvo lasketaan peruskustannuksen ja kennokohtaisen lisäkustannuksen perusteella. 1-kiskoisen GIS-kojeiston kustannuksena käytetään tämän työn laskelmissa EMV:n yksikköhintaa korotettuna 15 %:lla ja 2-kiskoisen GIS-kojeiston kustannuksena EMV:n yksikköhintaa korotettuna 10 %:lla. AIS-kojeiston investointikustannuksena käytetään EMV:n yksikköhintaa. 110 kV:n kojeistojen asennus- ja käyttöönottokustannusten osuus kokonaiskustannuksista on noin 8 %.

4.3.7 Ylijännitesuojat

Ylijännitesuojien investointikustannus riippuu suojattavan kohteen jännitetasosta. 110 kV:n ylijännitesuojien kustannuksena on noin 1 700 EUR/vaihe. Päämuuntajien ylijännitesuojat sisältyvät päämuuntajien investointikustannuksiin. Koska ylijännitesuojien elinikä voi kuitenkin olla lyhyempi kuin muuntajan, on myös muuntajan ylijännitesuojille määritetty arvo, 8 500 euroa, mikä sisältää ylä- ja alajännitepuolen vaiheiden sekä tähtipisteiden ylijännitesuojat.

4.3.8 Päämuuntaja

Helsingissä käytetään pääasiassa 31,5 MVA:n ja 40 MVA:n päämuuntajia. Molempien muuntajatyyppeiden hankintahinnat ovat samaa tasoa. Muuntajien investointikustannukset olleet hieman EMV:n yksikköhintoja korkeammat. Uuden päämuuntajan investointikustannuksen arvio on 400 000 euroa. Asennus- ja käyttöönottokustannusten osuus päämuuntajahankinnoissa on noin 6 % kokonaiskustannuksista.

4.3.9 Keskijännitekojeisto

Helsingin Energian sähköasemista 15 on varustettu duplex-tyyppisellä keskijännitekojeistolla, 2-kiskoinen GIS-kojeisto on kolmella asemalla ja yhdellä asemalla on 2-kiskoinen AIS-kojeisto. EMV:n yksikköhintaohjeessa ei ole määritetty investointikustannusta duplex-kojeistolle. Kun duplex-kojeiston investointikustannuksia vertaa 2-kiskoisien AIS-kojeiston investointikustannuksiin, ovat ne noin 60 % korkeammat. GIS-kojeiston investointikustannuksen arviona käytetään yksikköhintaohjeen arvoja. Keskijännitekojeiston asennus- ja käyttöönottokustannusten osuus on noin 3–5 % kojeiston investointikustannuksista.

4.3.10 Releet ja sähköasema-automaatio

Keskijännitekojeiston releet ja automaatiolaitteet kuuluvat usein kojeiston toimitukseen. Johtuen niiden primäärilaitteita lyhyemmästä eliniästä on niille kuitenkin määriteltävä investointikustannukset. Nykyään keskijännitekennon suojaus- ja automaatio voi olla yhdistettynä yhteen pakettiin, joka kommunikoi kaukokäyttölaitteiden ja sähköaseman valvomon kanssa. Perinteinen ratkaisu ovat erilliset releet ja kennon ohjaus ja mahdollisesti lisäksi kennon ohjausmahdollisuus kaukokäytöllä tai sähköaseman valvomosta. Keskijännitekojeiston suojaus- ja automaatiolaitteiden kustannukset ovat merkittävät. Niiden kennokohtainen kustannusarvio on 6 000 euroa, mikä jakautuu suurin piirtein puoliksi laitehankinnan ja asennus- ja asettelukustannusten kesken.

110 kV:n kytkinlaitoksen ohjaus- ja automaatiolaitteet kuuluvat kojeiston toimitukseen, mutta myös niiden uusiminen ennen varsinaista kojeistoa voi olla tarpeen. 110 kV:n ohjauslaitteiden investointikustannusarvio on 15 000 EUR/kenno. 110 kV:n suojalaitteet voidaan hankkia erikseen. Tarvittava relesuojaus riippuu suojattavasta

kohteesta ja muun verkon suojausperiaatteista. Suojalaitteiden kustannukset ovat noin 30 000 EUR/kenno. Kuvassa 4.1 on numeerinen distanssisuoja.



Kuva 4.1. Suurjänniteverkkoon suunniteltu numeerinen distanssisuoja (Siemens).

Sähköaseman valvomon ohjauslaitteet voivat olla yhdistettynä kaukokäyttöön tai erillinen laitteisto. Sähköaseman valvomon kokonaiskustannus on noin 100 000 euroa, mihin kuuluvat ristikytcentä, sähköaseman valvomon ohjauskaapit ja -taulut sekä ohjelmistot. Ohjaustaulut voivat olla toteutetut paneeleilla tai tietokoneen näytöllä.

4.3.11 Sähköaseman omakäyttöjärjestelmät

Omakäyttöjärjestelmien investointikustannukset koostuvat omakäyttölaitteiden hankintakustannuksista, laitteiden asentamisesta sekä aseman sisäisistä kaapeloinneista. Sisäisillä kaapeleilla syötetään apusähköllä toimivia järjestelmiä. Omakäyttölaitteiden investointiarviot perustuvat lähinnä toteutuneisiin sähköasemaprojekteihin. Omakäyttömuuntajan hinta-arvio on EMV:n taulukon mukainen hinta 1000 KVA:n muuntajalle. Arvio omakäyttölaitteiden asennuksen kustannukseksi on 10 % niiden hankintahinnasta. Sisäisen kaapeloinnin kokonaiskustannuksen arvio on 100 000 euroa, mistä puolet on tarvikkekustannuksia ja puolet asennuskustannuksia. Omakäyttöjärjestelmän kokonaiskustannus voi olla melkein 200 000 euroa, mistä kaapeloinnin osuus on noin 60 %. Kaapeloinnin kustannukset ovat vaikeimmin arvioitavat. Vaihtelu eri sähköasemaprojektien välillä on ollut melkoinen.

4.3.12 VKO

Verkkokäskyohjausjärjestelmän sähköasemakohtaisen laitteiston kustannusarvio on 170 000 euroa. Tulevaisuudessa VKO-laitteista saatetaan luopua etäohjauksen mahdollistuessa kaukoluettavien mittareiden avulla.

4.3.13 Kaukokäyttöjärjestelmä

Pääkaukokäyttöjärjestelmän, varakaukokäyttöjärjestelmän, hälytyskeskusten ja sähköaseman viestipäätteiden investointikustannukset ovat kokonaisuudessaan noin 100 000 euroa, mistä noin 60 % on pää- ja varakaukokäytön kustannuksia, 25 % viestilaitteiden osuutta ja loput 15 % hälytyskeskusten investointikustannuksia. Kaukokäyttölaitteiden eliniäksi on LTY:n tutkimuksessa ehdotettu 15–20 vuotta [50].

4.3.14 Perushuolto

Osalle sähköaseman laitteista voi tehdä perushuollon. Tällöin laite otetaan pois käytöstä, ja se tarkastetaan perusteellisesti. Mikäli laitteen kunto havaitaan sellaiseksi, että perushuoltoa kannattaa jatkaa, suoritetaan laitteelle suunnitellut huoltotoimenpiteet, ja ikääntymiselle herkimmät osat vaihdetaan. Päämuuntajan perushuollon hinta, sisältäen kuljetuksen ja asennukset, on noin 50 000–85 000 euroa, riippuen muuntajalle tehtävistä toimenpiteistä ja perushuollon yhteydessä muuntajaan mahdollisesta lisättävistä laitteista. 110 kV:n GIS-kojeiston perushuollon kustannukset ovat luokkaa 30 000 EUR/kenno ja AIS-kojeiston noin 10 000 EUR/kenno. Keskijännitekojeiston perushuoltokustannus on noin 400–600 EUR/kenno.

4.3.15 Suunnittelu ja projektointi

Jokaiseen investointiin liittyy laitehankinnan ja laitteiden asennuksen lisäksi monenlaisia suunnittelun ja projektin kuluja. Kulut riippuvat hyvin paljon kohteesta. Jotta näitä kuluja voisi jotenkin arvioida, on esimerkeissä oletettu, että projektin kustannukset ovat 5 % muista investointikustannuksista, kuitenkin vähintään 5 000 euroa projektia kohden.

4.3.16 Yhteenveto investointikustannuksista

Investointikustannusten arviot perustuvat toteutuneisiin sähköasemaprojekteihin, Energiamarkkinaviraston teettämään tutkimukseen ja omiin arvioihini. Investointikustannusten arvioita tulee pitää suuntaa antavina. Otos jonka perusteella investointien tasoa on arvioitu ei ole suuri, ja jokainen sähköasema Helsingissä on yksilö. Tekniikan kehitys varsinkin toisilaitteiden puolella on ollut rivakkaa. Arviot antavat kuitenkin kuvan investointikustannusten tasosta välttävällä tarkkuudella.

4.4 Huolto- ja ylläpito

4.4.1 Yleistä

Huollon ja ylläpidon tehtävä on varmistaa laitteiden toiminta ja pitää ne kunnossa. Huoltotöiden pääjako on erottelu ennakoivaan ja korjaavaan kunnossapitoon. Ennakoivan kunnossapidon voi edelleen jakaa aikaan perustuvaan kunnossapitoon ja kuntoon perustuvaan kunnossapitoon.

Kaikkia Helsingin Energian sähköasemien kunnossapitotoimia ei ole kohdistettu yksittäisille komponenteille, vaan ne toteutetaan sähköaseman yleistarkastuksella. Yleistarkastuksessa laitteiden kuntoa arvioidaan pääsääntöisesti silmämääräisesti.

Kunnossapitokustannusten tasoa on seuraavissa kappaleissa arvioitu ennakoitujen ja kolmen vuoden aikana toteutuneiden kustannusten perusteella. Koska otos on pieni ja koska kustannusyhteenvedot eri laiteryhmillä on tehty hieman eri periaatteilla, on osuuksia pidettävä suuntaa antavina.

4.4.2 RCM

Luotettavuuskeskeinen kunnossapito eli RCM (Reliability Centered Maintenance) perustuu RCM-prosessien avulla suunniteltuun huolto-ohjelmaan. Käytettäviä huoltomenetelmiä ovat korjaavat sekä aikaan ja kuntoon perustuvat kunnossapitotoimenpiteet. Aikaan ja kuntoon perustuvia toimenpiteitä ovat kunnonvalvonta, määräaikainen kunnostus ja määräaikainen vaihto. RCM-prosessi koostuu seitsemästä kysymyksestä:

- 1) Mitkä ovat laitteen toiminnot ja niihin liittyvät suoritusvaatimukset sen nykyisissä toimintaolosuhteissa (toiminnot)?
- 2) Miten toimintojen suorittaminen voi epäonnistua (toiminnon vikaantuminen)?
- 3) Mikä aiheuttaa toiminnon epäonnistumisen (vikaantumistapa)?
- 4) Mitä tapahtuu vian ilmettyä (vian vaikutus)?
- 5) Miten vika vaikuttaa (vian seuraukset)?
- 6) Mitä voidaan tehdä vian ennustamiseksi tai ehkäisemiseksi (ennakoivat toimenpiteet ja huoltovälit)?
- 7) Mitä pitäisi tehdä, jos soveltuvaa ennakoivaa toimenpidettä ei ole (korjaavat toimenpiteet)? [64]

Käymällä läpi kysymykset saadaan määritettyä, millaisiin riskeihin kannattaa varautua ja millaiset toimenpiteet ovat tehokkaita riskin poistamiseksi tai vähentämiseksi. Yksi RCM-menetelmän tavoitteista on vähentää turhia aikaan perustuvia kunnossapitotoimia. Paitsi että ylimääräiset huoltotoimet aiheuttavat kustannuksia, liittyy jokaiseen huoltotoimenpiteeseen riski vahingoittaa laitetta. [64]

4.4.3 Kunnonvalvonta

Testaamalla komponentteja ja tarkkailemalla niiden toimintaa voi mahdolliset vikaantumiset havaita ennen kuin komponentin toiminta häiriintyy vikaantumisen vuoksi. Esimerkiksi vioittunut rele voidaan löytää ja korjata tai vaihtaa ennen kuin se epäkäytettävyytensä vuoksi aiheuttaa vahinkoa. Kunnonvalvonta voi olla aikaan ja kuntoon perustuvaa. Monet kunnonvalvonnan toimista tehdään määräväliajoin. Vanhentuneiden tai muuten ominaisuuksiltaan heikentyneiden laitteiden kunnonvalvontaa voi tehostaa. Osa kunnonvalvontatoimista on sellaisia, että ne tehdään aina vian jälkeen. Esimerkiksi päämuuntajasta voidaan ottaa öljynäyte oikosulun jälkeen, ja katkaisijan toiminta voidaan mitata katkaisutapahtuman jälkeen.

Olettamalla ettei vikaantumistaajuus muutu komponentin iän myötä voi kirjoittaa

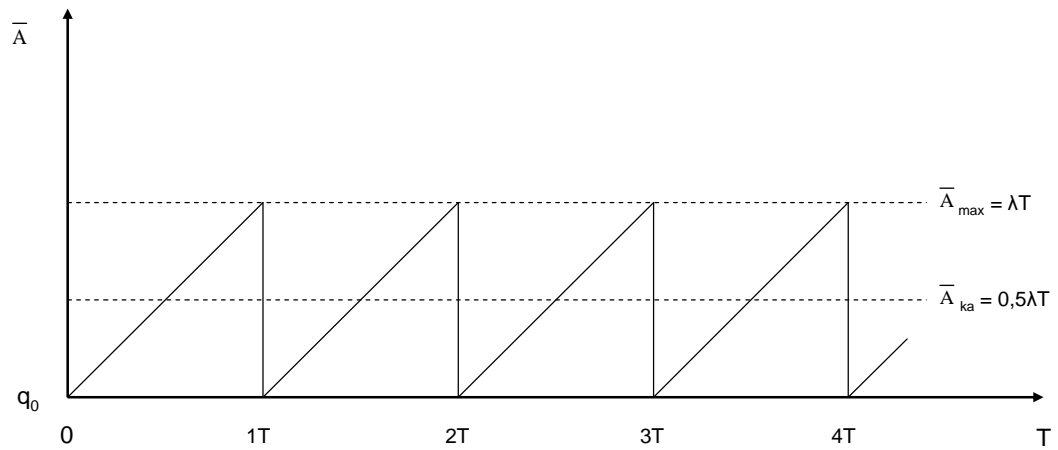
$$\bar{A} = 1 - e^{-\lambda_d t} + q_0, \quad (4.6)$$

missä	\bar{A}	= epäkäytettävyys
	λ_d	= vikaantumistaajuus käytön aikana
	q_0	= vikaantumistodennäköisyys tarvehetkellä.

Sähköverkon komponenttien eriteltyt vikaantumistodennäköisyydet ovat harvoin selvillä tarvehetkellä, minkä vuoksi q_0 ja λ_d yhdistetään yhdeksi komponentin vikaantumistaajuudeksi λ . Kun lisäksi oletetaan, että $\lambda t \ll 1$, voidaan kirjoittaa

$$\bar{A} = \lambda t. \quad [48] \quad (4.7)$$

Kuva 4.2 selventänee esitystä.



Kuva 4.2. Epäkäytettävyyden määräytyminen määräaikaistestausvälistä. [73]

Jos komponentti on itsetestaava tai jos sen kuntoa valvotaan jatkuva-aikaisesti, on aikaväli T lyhyempi kuin käytettäessä määräaikaistestausta. Kaikkia vikoja ei kuitenkaan voi havaita itsetestauksen tai jatkuva-aikaisen kunnonvalvonnan keinoin. Komponentille voidaankin määrittää vianhavaitsemiskerroin ξ ,

$$\xi = \frac{\lambda_2}{(\lambda_1 + \lambda_2)}, \quad (4.8)$$

missä λ_1 = viat joita ei havaita jatkuva-aikaisilla keinoilla
 λ_2 = viat jotka havaitaan jatkuva-aikaisilla keinoilla.

Tällöin komponentin epäkäytettävyys on

$$\bar{A} = 0,5 * (1 - \xi) * \lambda * T + \xi * \lambda * T_{korjaus}, \quad (4.9)$$

missä $T_{korjaus}$ = vian korjausaika ja muut muuttujat kuten edellä. [73]

Korjausajan voi olettaa olevan merkityksetön. Useimmat sähköaseman järjestelmät ovat kahdennettuja, ja vian tultua havaituksi voi luottaa varajärjestelmään. Epäkäytettävyyden kaavan kerroin 0,5 tulee laitteen vikaantumisen todennäköisyyden jakautumisesta tasan testausvälille. Uusimpien digitaalisten releiden vianhavaitsemiskerroin voi olla jo tasoa 0,95. Lisäksi niihin voi olla lisättynä muiden suojausjärjestelmän laitteiden vikaantumisen valvontaa. Esimerkeissä on oletettu uusien digitaalisten releiden itsevalvonta-asteen olevan 0,95 ja vanhempien, numeeristen releiden itsevalvonta-asteen olevan 0,5.

4.4.4 Primäärilaitteet

Primäärikomponenttien huolto koostuu kunnonvalvonnasta ja määrikaishuolloista. 110 kV:n kojeiston kuntoa valvotaan vuosittain asemien yleistarkastuksien yhteydessä ja kojeiston omassa kuntotarkastuksessa. Katkaisijoiden toiminta mitataan määräväliajoin, tai kun mittaus muuten koetaan tarpeelliseksi. Osa kojeiston laitteista tarvitsee huolta useammin kuin toiset laitteet. Tyypillisesti kojeiston huollot tehdään kennokohtaisesti 5 ja 10 vuoden välein. 10 vuoden välein tehtävä huolto on yleensä perusteellisempi kuin 5 vuoden välein tehtävä huolto ja koskee useampia laitteita. AIS- ja GIS-kojeistojen huoltoperiaatteet ovat pääosin samat, mutta menetelmät ja huoltojen ajoitus ovat hieman erilaiset johtuen tekniikoiden eroista.

Päämuuntajien useimmin toistuva huoltotoimenpide on muuntajaöljyn kaasuanalyysi. Analyysi voidaan tehdä muuntajaan kiinteästi asennetulla laitteella, kannettavalla kenttäanalysaattorilla tai laboratoriossa. Näytteenoton yhteydessä muuntajan kuntoa tarkkaillaan muutenkin. Muuntajille tehdään lisäksi kaasuanalyysia laajempia määräaikaishuoltoja. Niissä tarkistetaan muun muassa muuntajan öljynkiertojärjestelmien tiiviys ja muuntajan ohjaus- ja suojalaitteiden toimivuus.

Keskijännitekojeiston huollot ovat kojeisto-, kenno-, tai katkaisijakohtaisia. Kojeistokohtainen kuntotarkastus tehdään vuosittain. Katkaisijamittausten suoritustiheys riippuu katkaisijan ja kennon tyypistä. Suurivirtaiset katkaisijat huolletaan johtolähtökatkaisijoita useammin. Suurivirtaisia katkaisijoita ovat muuntajakennojen katkaisijat sekä ryhmä- ja kiskokatkaisijat.

Primäärilaitteiden kunnossapidon kustannusten osuus sähköasemien ennakoivan kunnossapidon kustannuksista on Helsingin Energiassa ollut noin 20 %. Primäärilaitteiden kunnossapidosta ennakoivan kunnossapidon osuus on ollut noin 67 % ja korjaavan kunnossapidon osuus noin 33 %. Primäärilaitteiden ennakoivan kunnossapidon kustannuksista noin 49 % oli 110 kV:n kojeistojen, noin 30 % keskijännitekojeistojen ja noin 19 % päämuuntajien huoltokustannuksia sekä noin 2 % yleisiä huoltokustannuksia. Sähköasemien yleiskierrosten kustannukset on ajateltu osaksi kiinteistön kunnossapitokustannuksia, eivätkä ne ole mukana prosenttiluvuissa.

4.4.5 Omakäyttö

Omakäyttölaitteiden huolto perustuu lähes täysin ennakkohuoltoon ja sähköasemien yleistarkastuksiin. Vaikka omakäyttöjärjestelmien osuus sähköasemainvestoinnista on melko vaatimaton, on omakäytön osuus huoltokustannuksista merkittävä, hieman yli 10 %. Akustojen ja laturien osuus omakäytön huoltokuluista on yli 60 %.

4.4.6 Suojaus- ja paikallisautomaatio

Suojaus- ja muiden toisilaitteiden huoltojen kustannukset jakaantuvat suurin piirtein tasan ennakoivan ja korjaavan kunnossapidon kesken. Niiden osuus sähköasemien ennakoivasta kunnossapidosta on noin 14 % ja kaikesta kunnossapidosta melkein 20 %.

4.4.7 Kaukokäyttö ja VKO

Kaukokäytön ja VKO:n osuus ennakoivan huollon kustannuksista on vain muutamia prosentteja, ja niistä suurin osa on VKO:n määräaikaishuoltojen kustannuksia. Kaukokäytön ja VKO:n osuus korjaavan kunnossapidon kustannuksista on melkein 20 %.

4.4.8 Kiinteistön kunnossapito

Merkittävä osa sähköaseman huoltotoimista on kiinteistön kunnossapitoa. Sähköaseman kiinteistötekniikan toiminta vaikuttaa myös primäärikomponenttien toimintaan. Esimerkiksi päämuuntajien toiminnan kannalta jäähdytysjärjestelmien toiminta on elintärkeää. Kiinteistön kunnossapito perustuu suurimmaksi osaksi ennalta suunniteltuihin huoltotoimiin. Kiinteistökunnossapidon osuus kaikista sähköasemien huoltokustannuksista on huomattava, ennakoivan huollon kustannuksista kiinteistöjen osuus on yli 50 %. Kiinteistön kunnossapidon kustannuksiin on luettu myös vartiointipalvelut ja sähköasemien yleiskierrokset.

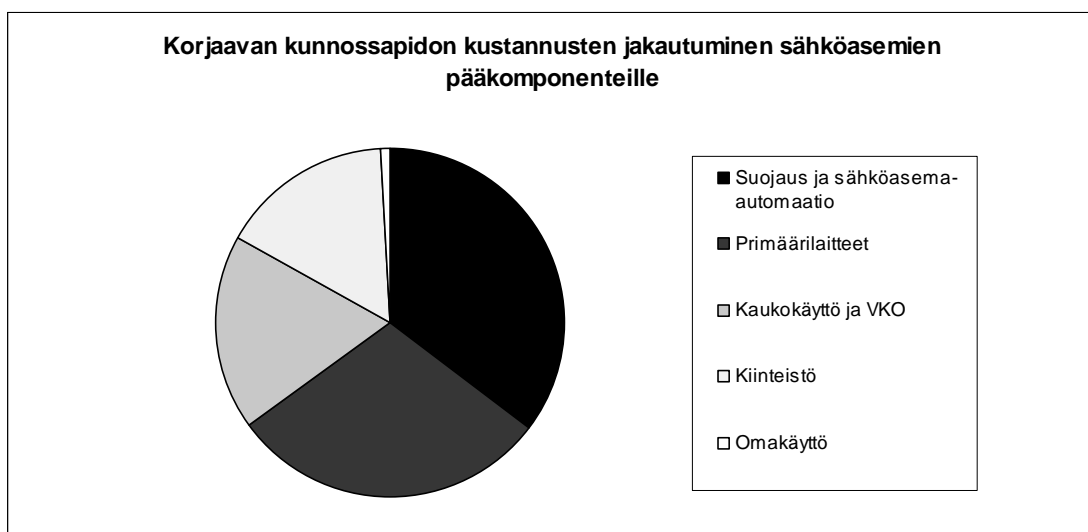
4.4.9 Korjaava kunnossapito

Osa korjaavasta kunnossapidosta on suunnitelmallista laitteiden korjaamista niiden vikaantuessa tai laitteiden uusimista. Muu korjaava kunnossapito on seurausta laitteiden yllättävistä vikaantumisista, jotka pahimmillaan voivat aiheuttaa keskeytyksen sähköjakelussa tai vahingoittaa muita laitteita. Keskeytyksen aiheuttaneiden vikojen

korjauskulut voi myös käsitellä osana keskeytyskustannuksia, mutta tässä ne ovat osa kunnossapidon kustannuksia. Helsingin Energiassa korjaavan kunnossapidon kustannusten osuus kaikista kunnossapidon kustannuksista vaihtelee laiteryhmittäin.

Sähköasemien kunnossapitokustannuksista korjaavan kunnossapidon osuus on pienempi kuin sähköverkossa yleensä. Noin 21 % sähköasemien kunnossapidon kustannuksista on korjaavaa kunnossapitoa. Sähköverkon solmupisteinä sähköasemista pidetään hyvää huolta, kuten myös yksittäisistä sähköaseman laitteista. Niiden yksikkökustannukset ovat verraten korkeat.

Korjaavan kunnossapidon osuus kaukokäyttö- ja VKO-laitteiden kunnossapidosta on noin 70 %. Toisilaitteiden osuus on noin 40 %, primäärilaitteiden noin 30 %, omakäyttölaitteiden noin 2 % ja kiinteistön noin 7 %. Kuvassa 4.3 on korjaavan kunnossapidon kustannusten jakautuminen sähköasemien pääkomponenteille.



Kuva 4.3. Sähköasemien korjaavan kunnossapidon kustannusten jakautuminen pääkomponenteille.

4.4.10 Sähköaseman kunnossapitokustannusten yleisen tason arvioiminen

Luvun 6 esimerkissä on arvioitu yhden sähköaseman koko elinkaaren huoltokustannukset. Huoltokustannukset on laskettu sähköasemien kunnonhallintaohjelman ja eri huoltotoimenpiteiden yksikkökustannusten avulla. Korjaavan kunnossapidon taso on arvioitu toteutuneiden kustannusten perusteella.

Jyrki Niemisen diplomityössä [64] esitetystä laskelmasta Helsingin Energian koko sähköverkon kunnossapitokustannuksista ennakoivan kunnossapidon osuus oli 45 % ja korjaavan kunnossapidon 55 % [64]. Sähköasemien kunnossapidossa ennakoivan kunnossapidon osuus korostuu. Sen osuus kustannuksista on yli 60 %. Sähköasemien kunnossapidon kustannuksista kiinteistöjen osuus on melkoinen, noin 45 %. Taulukko 4.2 on koottu ennakoivan ja korjaavan kunnossapidon kustannusten osuudet pääkomponenteittain.

Taulukko 4.2. Kunnossapitokustannusten prosenttiosuudet pääkomponenteittain.

	Korjaava kunnossapito	Ennakoiva kunnossapito	Muut	Yhteensä
Suojaus ja sähköasema-automaatio	7,4	8,7	2,4	18,5
Primäärilaitteet	6,2	12,7	2,7	21,6
Kaukokäyttö ja VKO	3,7	1,5	0,3	5,5
Kiinteistö	3,4	32,4	10,2	45,9
Omakäyttö	0,2	7,7	0,6	8,5
Yhteensä	20,8	62,9	16,2	100,0

4.5 Häviöt

4.5.1 Sähköaseman häviölähteiden määrittely

Kaikki laitteet joiden läpi sähkövirta kulkee, ovat virralle ainakin jossain määrin vastuksia ja aiheuttavat häviöitä. Häviöinä pidetään myös sähköaseman toiminnan vaatimaa sähköenergiaa, eli sähköaseman omakäyttöä. Omakäyttöhäviöitä ovat esimerkiksi aseman laitteiden sähkömoottorien, tietoteknisten laitteiden ja valaistuksen sähkönkulutus. Näiden laitteiden vaatima energia syötetään sähköaseman omakäyttömuuntajan kautta, ja se näkyy sähköverkkoyrityksen sähkötaseessa sähköverkon häviöinä.

Sähköaseman häviöt voi jakaa neljästä häviölähteestä aiheutuviin häviöihin: päämuuntajan tyhjäkäyntihäviöihin, päämuuntajan kuormitushäviöihin, sähköaseman omakäyttöön ja muiden sähköaseman tehokomponenttien kuin päämuuntajien häviöihin.

4.5.2 Häviöiden laskenta

Päämuuntajien tyhjäkäyntihäviöt lasketaan kaavalla

$$P_0 = \left(\frac{U_1}{U_{1N}} \right)^m P_{0N}, \quad (4.10)$$

missä	P_0	= muuntajan tyhjäkäyntihäviöt
	U_1	= muuntajan ensiöjännite
	U_{1N}	= muuntajan ensiön nimellisjännite
	P_{0N}	= muuntajan tyhjäkäyntihäviöt nimellisteholla
	m	= eksponentti. [52]

Kun oletetaan jännitteen pysyvän jatkuvasti nimellisjännitteessä, supistuu kaava (4.10) muotoon

$$P_0 = P_{0N} . \quad (4.11)$$

Päämuuntajien kuormitushäviöt lasketaan kaavalla

$$P_k = \left(\frac{I_2}{I_{2N}} \right)^2 P_{kN} , \quad (4.12)$$

missä	P_k	= muuntajan kuormitushäviöt
	I_2	= toisiovirta
	I_{2N}	= toision nimellisvirta
	P_{kN}	= kuormitushäviöt nimellisvirralla. [52]

Muuntajan kilpiarvoissa ilmoitetaan toision nimellisvirran sijaan yleensä muuntajan nimellisteho. Käyttämällä nimellistehoa ja toision nimellisjännitettä toision nimellisvirran sijaan, voi kaavan (4.12) esittää muodossa

$$P_k = \left(\frac{I_2}{\frac{S_N}{U_{2N}}} \right)^2 P_{kN} = \left(\frac{S}{S_N} \right)^2 P_{kN} , \quad (4.13)$$

missä	S_N	= muuntajan nimellisteho
	U_{2N}	= muuntajan toision nimellisjännite
	S	= muuntajan toision näennäisteho.

Muuntajan kilpiarvot vaihtelevat valmistaja- ja mallikohtaisesti. Muuntajahäviöiden laskennassa onkin syytä käyttää kyseessä olevan aseman muuntajien arvoja joidenkin vakioarvojen sijaan.

Sähköasemien omakäytön seuraamisen käytännöt vaihtelevat yhtiöittäin. Helsingin Energian sähköasemilla omakäyttömuuntajan energiamittari luetaan vähintään kerran vuodessa. Yksittäisen sähköaseman omakäytön suuruus on vuositasolla melko vakio, ja omakäytön vuoden sisäisen vaihtelun voi olettaa vähäiseksi.

Omakäyttöteho saadaan jakamalla vuoden omakäyttöenergia vuoden tuntien lukumäärällä. Vuonna 2001 sähköasemien omakäytön osuus koko Helsingin Energian sähköverkon häviöistä oli 3,6 %, päämuuntajien tyhjäkäyntihäviöiden 4,8 % ja päämuuntajien kuormitushäviöiden 6,5 % [89].

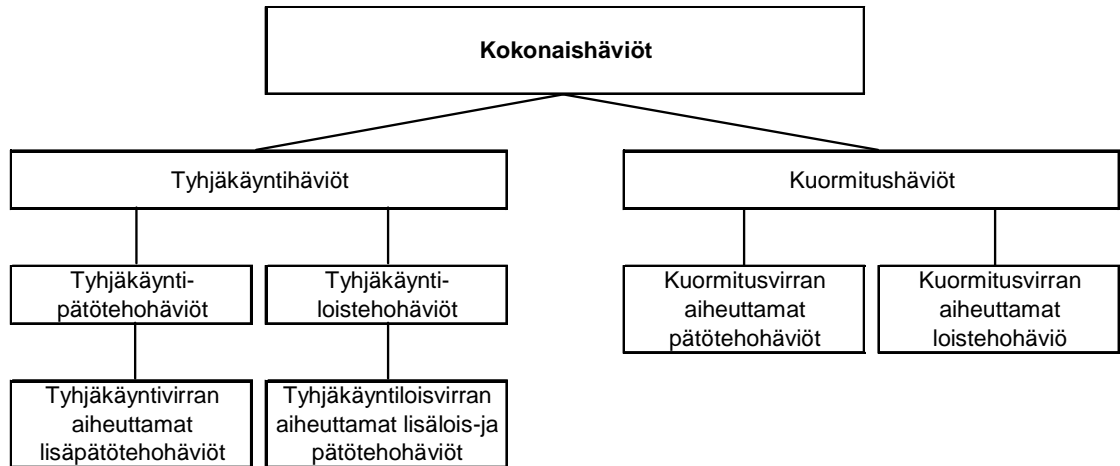
Omakäytön aiheuttamien häviöiden suuruus on arvioitu omakäytön asemakohtaisten mittausten perusteella. Tulevien sähköasemien omakäytön suuruutta voi arvioida vertaamalla suunnitellun aseman rakennetta vanhoihin asemiin. Omakäyttöhäviöihin vaikuttavia tekijöitä ovat ainakin

- sähköaseman tilavuus ja pinta-ala
- 110 kV kojeiston perusratkaisu: GIS- vai AIS-kojeisto
- päämuuntajien sijainti: ovatko ne sisällä asemarakennuksessa vai ulkobunkkerissa
- sähköaseman sijainti: luolassa vai maan päällä
- sähköaseman lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmät.

Sähköaseman muiden tehokomponenttien kuin päämuuntajien termiset häviöt ovat merkitykseltään vähäiset, ja yleensäkin sähköaseman muut häviöt kuin päämuuntajista ja omakäytöstä aiheutuvat häviöt ovat pienet. Muista häviöistä on lisäksi vaikea saada mittaustietoja, joten ne on jätetty huomioimatta sähköaseman kustannusten analysoinnissa. Koko sähköverkon häviöiden laskennassa ne tulevat huomioiduiksi osana 110 kV:n verkon ja keskijänniteverkon häviöitä.

Kuormitushäviöiden laskennassa paras vaihtoehto on käyttää mahdollisimman tarkkoja tuntitason kuormitusennusteita. Sähköverkkoyhtiöillä on yleensä oma malli, jolla tulevaa kuormitusta voi arvioida, ja useat kaupalliset ohjelmistot tarjoavat laskenta-työkaluja kuormitusennusteiden laskentaan. Yleisesti käytössä olevia menetelmiä ovat eri kuluttajaryhmien tyyppikulutuskäyrien ja aikasarja-analyysin käyttäminen. Jos käytössä ei ole kunnollista kuormitusennustetta tai välineitä ennusteen laatimiseksi, voi huipputehoa arvioida Welanderin kaavalla [15].

Tarkoissa häviölaskelmissa on komponentin suoraan aiheuttamien tyhjäkäyntipätötehohäviöiden ja kuormituspätötehohäviöiden lisäksi laskettava loistehohäviöt ja häviö-energian siirrosta aiheutuneet häviöt. Kulutettu loisteho täytyy tuottaa ja loistehon siirto kasvattaa pätötehohäviöitä. Kuva 4.4 selventää häviöiden tarkkaa jaottelumallia.



Kuva 4.4. Kokonaishäviöiden eri komponentit. [52]

Sähköaseman kuluttamat häviöt siirretään asemalle 110 kV:n siirtoverkolla. Häviöiden siirron aiheuttamat lisähäviöt siirtojohdoilla voi olettaa vähäisiksi verrattuna sähköasemalla tapahtuviin häviöihin. Muut häviöt kuin päämuuntajahäviöt ja omakäyttö jätetään sähköaseman elinkaarimallissa huomiotta.

4.5.3 Häviöiden arvot

Häviöiden hinnan arviointi on perinteisesti tehty tehoon ja energiaan perustuen:

$$C_l = P_{l,\max} H_p + E_l H_E, \quad (4.14)$$

missä	C_l	= vuoden häviökustannukset
	$P_{l,\max}$	= vuoden maksimitehohäviö
	H_p	= häviötehon hinta vuodessa, EUR/kW, a
	E_l	= vuoden häviöenergia
	H_E	= häviöenergian hinta, EUR/MWh.

Tehoon perustuva kustannus johtuu häviöiden siirron aiheuttamasta siirtoverkon lisäkapasiteettitarpeesta. Energiaan perustuva kustannus aiheutuu häviöenergian hankinnan kuluista. Vuoden häviöenergian tarkka kokonaiskustannus saadaan kertomalla vuoden kunkin tunnin häviöenergia kyseisen tunnin energian hinnalla. Tarkkaa analyysia varten selvillä pitäisi olla vuoden jokaisen tunnin häviöenergia ja yrityksen energiasta maksama hinta vuoden jokaiselta tunnilta. Häviöiden kokonaiskustannukset ovat

$$C_l = \sum_{i=1}^{8760} E_{l,i} H_{E,i} + P_{l,\max} H_p, \quad (4.15)$$

missä	$C_l, P_{l,\max}$ ja H_P	= kuten edellä
	$E_{l,i}$	= tunnin i häviöenergia
	$H_{E,i}$	= tunnin i energian yksikköhinta.

Häviöenergian tunneittaiset kustannukset saa laskettua edellä esitetyillä kaavoilla aseman päämuuntajien kuormitusennusteen avulla. Vapailla sähkömarkkinoilla voi häviöt ostaa sähköpörssistä samalla hinnalla kuin muunkin kulutuksen. Häviöiden arvotuksen ongelma on tällöin sähkön hintakehityksen ennustaminen.

Sähköverkkoyhtiö voi hankkia häviöt monella tavalla. Häviöt voi ostaa sähköntoimitajan kanssa solmitun kahdenkeskisen sopimuksen perusteella, sähköpörssistä tai näiden kahden tavan yhdistelmänä. Sopimukseen perustuvan hankinnan arvo riippuu neuvottelujen tuloksesta. Sähköpörssistä sähkön voi hankkia käyttämällä sähköpörssin erilaisia tuotteita. Tyypillisesti sähköverkkoyhtiö hankkii ainakin osan tarvitsemastaan häviösähköstä etukäteen, eikä jätä koko hankintaa spot-markkinoilta ostettavaksi. [43]

Häviöiden arvo lasketaan esimerkissä sähköpörssin spot-hinnan avulla. Laskuissa on käytetty sähkön hintana spot-hinnan vuosikeskiarvoa korotettuna 0,5 eurolla. Puolen euron korotus spot-hintaan johtuu sähköverkkoyhtiöiden oletetusta halusta karttaa riskiä ja suosia etukäteen tehtyjä häviösähkön hankintasopimuksia. Tulevien vuosien spot-hinnan arviona käytetään Nordpoolin vuosiforwardien arvoja. Vuosiforwardin voi hankkia kolmelle seuraavalle vuodelle. Myöhempien vuosien spot-hinnan arviona käytetään kolmannen vuoden vuosiforwardin hintaa. Forwardien hinnat 4.9.2005 ovat taulukossa 4.3.

Taulukko 4.3. Nordpoolin vuosiforwardien hinnat 4.9.2005.

Vuosi	2006	2007	2008
EUR/MWh	37,18	36,15	35,1

Sähkön hinnan vuoden ja vuorokauden sisäisen vaihtelun mallintamiseksi on laskettu esitettyyn spot-hintaan pohjautuvat arviot kesäpäivän, kesäyön, talvipäivän ja talviyön hinnoille. Talvi- ja kesähintojen välinen suhde on arvioitu vuosien 2000–2004 kuukausihintojen perusteella ja päivä- ja yöhintojen välinen suhde vuoden 2005 viikkojen 33–35 tuntihinnoista. Tulokset ovat taulukossa 4.4. Kesällä tarkoitetaan 1.4.–31.10. välistä aikaa, talvella 1.11. –31.3. välistä aikaa, päivällä arkipäivien kello 7–22 välistä aikaa ja yöllä 22–7 välistä aikaa sekä viikonloppuja. Tuntien määrä vuodessa eri

luokissa on taulukon toisella rivillä. Tuntimäärät on laskettu vuoden 2003 mukaan huomioimatta arkipyhiä.

Taulukko 4.4. Talviyön, kesäpäivän ja kesäyön sähkön suhteellinen hinta verrattuna talvipäivän hintaan sekä tuntien lukumäärä vuodessa eri luokissa.

	Talvipäivä	Talviyö	Kesäpäivä	Kesäyö
Talvipäivä	1	0,88	0,85	0,75
Tunteja	1605	2019	2310	2826

Motivaatio hintaerojen määrittämiselle eri ajanhetkille on kuormitushäviöiden neliöllinen riippuvuus kuormasta. Käyttämällä taulukon 4.4 tietoja voi laskea sähkön hinnan eri ajanhetkille vuoden spot-hinnan keskiarvon funktiona, jolloin saadaan taulukon 4.5 arviot sähkön hinnalle.

Taulukko 4.5. Vuoden eri ajanjaksojen sähkön hinnan suhde sähkön spot-hinnan vuosikeskiarvoon.

	Talvipäivä	Talviyö	Kesäpäivä	Kesäyö
Suhde spot-hinnan vuosikeskiarvoon	1,17	1,03	1,00	0,88
Tunteja	1605	2019	2310	2826

Kolmannen vuoden vuosiforwardin, eli nyt vuoden 2008 mukaan lasketut sähkön hinnat eri ajanhetkille ovat taulukossa 4.6.

Taulukko 4.6. Vuoden 2008 vuosiforwardin mukaan lasketut sähkön hinnat.

	Talvipäivä	Talviyö	Kesäpäivä	Kesäyö
Sähkön hinta, EUR/MWh	41,78	36,76	35,51	31,33

Häviötehon vaatiman siirtotehokapasiteetin aiheuttama kustannus, siirtoverkon rajakustannus, on Helsingin Energiassa noin 4750 EUR/MW, a. Arvio perustuu 110 kV:n siirtoverkon ja sähköasemien 110 kV:n puolen jälleenhankinta-arvoihin sekä siirretyn tehon ja häviötehon maksimiarvoihin. [34]

4.5.4 Häviöiden laskentamalli

Jos tuntikohtaista kuormitusennustetta ei ole käytössä, vuoden häviöiden nykyarvo lasketaan kaavalla

$$C_l = A \left[P_0 H_{P_0} + P_{omakäyttö} H_{P_{omakäyttö}} + P_{kN} \left(\frac{BS_{\max}}{S_N} \right)^2 H_{P_k} \right], \quad (4.16)$$

missä	C_l	= vuoden häviöiden nykyarvo
	A	= diskonttauskerroin
	P_0	= muuntajan tyhjäkäyntihäviöt, MW
	H_{P0}	= tyhjäkäyntihäviöiden hinta, EUR/MW,a
	$P_{omakäyttö}$	= sähköaseman omakäyttöhäviöt
	$H_{P_omakäyttö}$	= omakäytöstä johtuvien häviöiden hinta, EUR/MW,a
	P_{kN}	= muuntajan kuormitushäviöt nimellisteholla, MW
	B	= kuormituksen kasvun kerroin
	S_{max}	= muuntajan vuoden kuormitushuippu
	S_N	= muuntajan nimellisteho
	H_{Pk}	= kuormitushäviöiden hinta, EUR/MW,a. [34]

Diskonttauskerroin riippuu ainoastaan käytetystä laskentakorkokannasta

$$A = \frac{1}{(1+r)^t}, \quad (4.17)$$

missä	r	= korkokanta
	t	= vuosi. [34]

Kuormituksen kasvun kerroin kuvaa kuorman kasvunopeutta. Kuormituksen tasolle voi myös asettaa ylärajan, esimerkiksi siten että yksittäisen muuntajan maksimikuorman ollessa 90 % muuntajan nimellistehosta, pysähtyy kasvu sähköverkon uudistamisen tai muiden toimenpiteiden seurauksena. Muuntajan kuormittaminen elinkaaren lopussa yli nimellistehon on myös mahdollista ja joissakin verkkoyhtiöissä käytettyä.

Kuormituksen kasvun kerroin B lasketaan

$$B = (1 + \rho)^t, \quad (4.18)$$

missä	B	= kuormituksen kasvun kerroin
	ρ	= kuormituksen kasvuprosentti
	t	= vuosi. [34]

Tyhjäkäyntihäviöiden hinta muodostuu ylempien jännitetasojen tehokapasiteettirasituksesta ja energian hinnasta.

$$H_{P0} = h_p + T_v h_{w0}, \quad (4.19)$$

missä	H_{P0}	= tyhjäkäyntihäviöiden hinta, EUR/MW,a
	h_p	= tehonhankinnan ja siirtoverkon tehon rajakustannus, EUR/MW,a
	T_v	= muuntajan käyttöaika vuodessa, h
	h_{w0}	= tyhjäkäyntihäviöenergian keskihinta, EUR/MW.

Tyhjäkäyntihäviöenergian keskihinta on sama kuin sähköenergian hinnan vuosikeskiarvo. [34]

Omakäyttöhäviöiden hinta lasketaan muuten samoin kuin tyhjäkäyntihäviöiden hinta, mutta käyttöaika on aseman vuotuinen käyttöaika, eli 8760 tuntia.

$$H_{Pomakäyttö} = h_p + T_a h_{W0}, \quad (4.20)$$

missä $H_{Pomakäyttö}$ = omakäytöstä johtuvien häviöiden hinta, EUR/MW,a
 T_a = sähköaseman käyttöaika vuodessa, h.

Kuormitushäviöiden hinnan kaava on hivenen monimutkaisempi

$$H_{Pk} = h_p + \theta T_v h_{Wk}, \quad (4.21)$$

missä H_{Pk} = kuormitushäviöiden hinta, EUR/MW,a
 h_p = tehonhankinnan ja siirtoverkon tehon rajakustannus, EUR/MW,a
 θ = häviökerroin
 T_v = muuntajan käyttöaika vuodessa, h
 h_{Wk} = kuormitushäviöenergian keskihinta, EUR/MW. [34]

$$\theta = 0,13\varepsilon + 0,87\varepsilon^2 \text{ ja} \quad (4.22)$$

$$\varepsilon = \frac{T_k}{T_v}, \quad (4.23)$$

missä T_k = huipunkäyttöaika. [34]

Häviökerroin ja muuntajan vuotuinen käyttöaika ovat käyttöpaikalle ominaisia suureita. Helsingin keskustan muuntajien vuotuinen käyttöaika ja häviökerroin on määritetty Tyynismaan diplomityön [89] mittauksen perusteella. Kuormitushäviöiden keskihinta lasketaan

$$h_{Wk} = \frac{H_{talviyö} \sum_{talviyötunnit} \left(\frac{S_i}{S_{\max}} \right)^2 + H_{talvipäivä} \sum_{talvipäivätunnit} \left(\frac{S_i}{S_{\max}} \right)^2 + H_{kesäyö} \sum_{kesäyötunnit} \left(\frac{S_i}{S_{\max}} \right)^2 + H_{kesäpäivä} \sum_{kesäpäivätunnit} \left(\frac{S_i}{S_{\max}} \right)^2}{\sum_{kaikkien} \left(\frac{S_i}{S_{\max}} \right)^2} \quad (4.24)$$

missä	S_i	= tunnin i keskiteho
	S_{\max}	= vuoden maksimiteho
	$H_{\text{talviyö}}$	= talviyön energian keskihinta
	$H_{\text{talvipäivä}}$	= talvipäivän energian keskihinta
	$H_{\text{kesäyö}}$	= kesäyön energian keskihinta
	$H_{\text{kesäpäivä}}$	= kesäpäivän energian keskihinta.

Sähköaseman tehon oletetaan jakautuvan päämuuntajille niiden tehojen suhteessa. Jos tuntikohtaiset kuormitusennusteet päämuuntajille ovat olemassa, käytetään niitä häviöiden laskennassa.

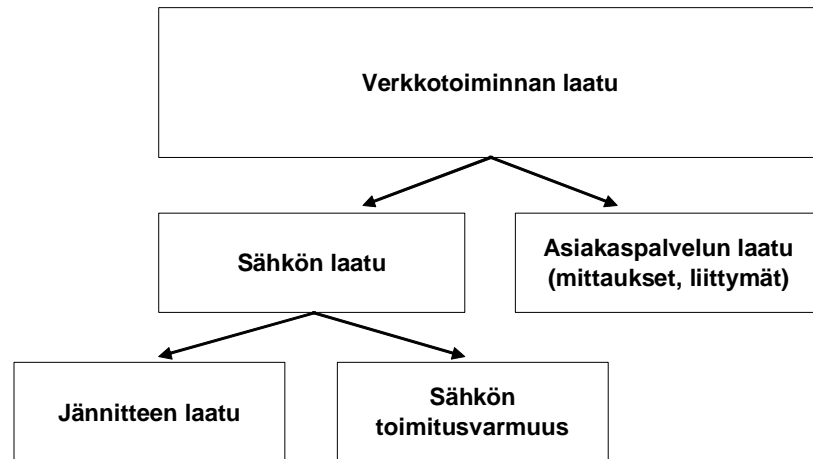
4.6 Käytöstä poiston aiheuttamat kustannukset

Sähköaseman laitteiden hävityskustannukset on hyvä huomioida jo hankittaessa uutta kalustoa asemalle. Niiden merkitys on kuitenkin vähäinen. Rohkeakin veikkaus näille kustannuksille on pieni verrattuna alkuinvestointiin. Diskonttaaminen tekee merkityksen vielä vähäisemmäksi. Käytöstä poiston kustannus voi olla myös positiivinen, eli poistettaessa komponentti voi sillä olla vielä jälleenmyynti- tai käyttöarvoa. Esimerkeissä hävityskustannus on 1 % investointikustannuksesta.

4.7 Sähkön laatuun liittyvät kustannukset

4.7.1 Yleistä

Sähkön laadun voi määritellä monella tavalla. Lakervi ja Holmes [49] tarkastelevat sähkön laadun kolmea ominaisuutta: toimituksen luotettavuutta, jakelujännitteen ominaisuuksia ja sähkön jakelun turvallisuutta. Sähkön toimituksen laatuun voidaan liittää myös asiakkaan saaman palvelun kokonaislaatu. Kokonaislaatuun vaikuttavat laskutuksen täsmällisyys ja sähköyhtiön tiedotuksen laatu. Kuvassa 4.7 on verkkotoiminnan laadun ja sähkön laadun osatekijät.



Kuva 4.5. Verkkoliiketoiminnan laadun koostuminen. [53]

Yleisesti mitattava sähkön laatu määritellään jakelujännitteen ominaisuuksina. Näitä ovat taajuus, amplitudi, nopeat jännitemuutokset, aaltomuoto, kolmivaiheisen jännitteen symmetria, keskeytykset jakelussa sekä muut erilaiset häiriöt. Säädöksiä sähkön laadusta on muun muassa sähkömarkkina- ja sähköturvallisuuslaissa. Lisäksi ohjeistusta on alan yleisissä ohjeissa ja suosituksissa. Suomessa yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet on määritetty standardissa SFS-EN 50160:2000. Standardissa ovat raja-arvot verkkotaajuudelle, jännitetasen vaihteluille, välkynnälle, jännitteen epäsymmetrialle, harmonisille yliaaltojännitteille ja signaalijännitteille. Standardin ohella Suomessa käytetään sähkön laadun arvioinnissa Sähköenergialiitto Sener ry:n julkaisua ”Jakeluverkon sähkön laadun arviointi”. [39]

Keskeytysten aiheuttama haitta on sähkön laatuun liittyvistä kustannuksista merkittävin. Käytännössä se on myös ainoa sähkön laadun osatekijä jota tarkkaillaan kunnolla. Jännitteen ominaisuuksien mittaus ja rekisteröinti vaatii erillisen sähkön laatua mittaavan laitteen, ja niitä on Suomessa asennettu sähköasemille lähinnä yksittäisten tutkimusprojektien tarpeisiin. Tässä työssä sähkön laatuun liittyvistä kustannuksista käsitellään ainoastaan keskeytyksiä.

4.7.2 Keskeytysten luokittelu

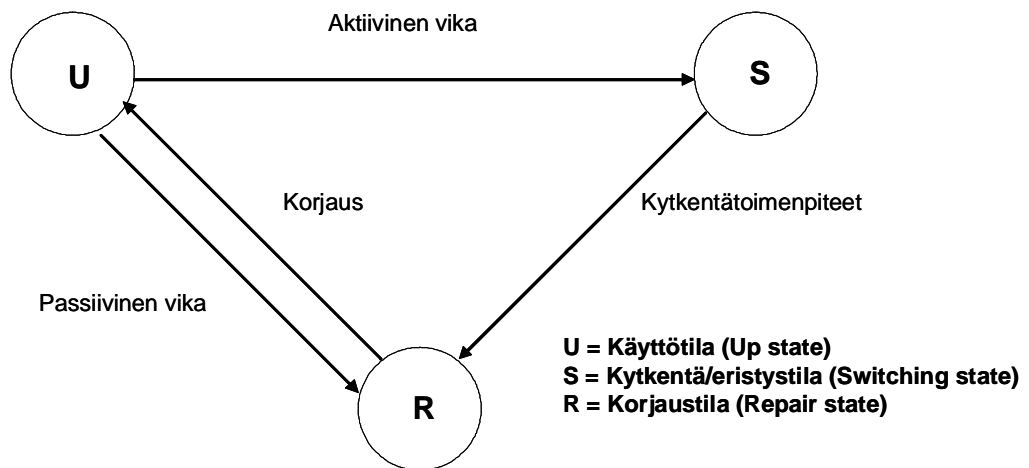
Keskeytyks on tilanne, jossa jännite on liittämiskohdassa alle 1 % sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Häiriökeskeytykset luokitellaan pitkiin ja lyhyisiin keskeytyksiin. Pitkä keskeytyks on kestoaltaan yli kolme minuuttia, ja sen aiheuttaa pysyvä vika. Lyhyt keskeytyks on kestoaltaan enintään kolme minuuttia, ja sen aiheuttaa ohimenevä vika.

Keskeytykset jaotellaan myös vikakeskeytyksiin ja työkeskeytyksiin. Vikakeskeytykset aiheutuvat verkossa esiintyneestä viasta ja työkeskeytykset johdon tai muun laitteen kytkemisestä jännitteettömäksi huolto- tai muiden töiden ajaksi. Noin 90 % sähkökäyttäjän kokemista keskeytyksistä aiheutuu keskijänniteverkon keskeytyksistä. Loppuosa, alle 10 % keskeytyksistä aiheutuu pääosin pienjänniteverkon vioista. [39]

Suurin osa vioista poistuu pika- tai aikajälleenkytkennän avulla. Pikajälleenkytkentä (PJK) tarkoittaa katkaisijan avautumista vian seurauksena ja jälleensulkeutumista asetuksista riippuen noin 0,3–0,4 sekunnissa. Aikajälleenkytkentä (AJK) tarkoittaa katkaisijan avautumista vian seurauksena ja jälleensulkeutumista asetuksista riippuen noin 1–2 minuutissa. Jos samaan vikaan liittyy useita katkaisijatapahtumia, käsitellään ne kaikki yhtenä keskeytyksenä. [39]

Viasta aiheutuu sähkökäyttäjälle joko kytkentäajan tai korjausajan mittainen keskeytys. Kytkentäaika on aika, joka kuluu tarvittavien kytkentöjen tekemiseen, jotta asiakkaalle saadaan järjestettyä sähkön syöttö toista reittiä. Korjausaika tarkoittaa aikaa, joka kuluu vian korjaamiseen ja vikaantuneen verkon osan saattamiseen toimintakuntoiseksi. PJK:llä ja AJK:llä korjautuvat viat aiheuttavat asiakkaalle ainoastaan PJK:n tai AJK:n jännitteettömän ajan mittaisen keskeytyksen. PJK:n tai AJK:n jälkeen poistuneet viat voivat olla esimerkiksi seurausta avojohtolinjalle pudonneesta oksasta tai ukosen aiheuttaman ylijännitteen tai muun ulkoisen syyn aiheuttamia itsestään korjautuvia vikoja. Pysyvät viat pyritään korjaamaan nopeasti, ja mikäli mahdollista rajoittamaan keskeytyksen piirissä olevien asiakkaiden määrää kytkennöillä. Sopivien kytkentöjen tekeminen vaatii tiedon vikapaikasta ja verkon rakenteesta. Jos verkon kuormitus on vikahetkellä korkea, saattaa korvaavan syötön järjestäminen olla mahdollonta muun verkon ylikuormittumisriskin vuoksi.

Aktiivinen vika vaatii kytkentätoimenpiteitä vikaantuneen komponentin eristämiseksi muusta verkosta. Kytkentöjen jälkeen voi aloittaa korjaustoimenpiteet. Passiivinen vika vaikuttaa järjestelmän toimintaan vain tietyissä olosuhteissa. Jos se havaitaan ajoissa, voidaan se korjata ennen kuin se aiheuttaa aktiivisen vian. Kuvassa 4.6 on komponentin kolmitilainen malli, jossa viat on jaettu aktiivisiin ja passiivisiin vikoihin.



Kuva 4.6. Komponentin kolmitilamalli. [10]

Helsingin Energian keskijänniteverkon kaapelointiaste on korkea, eikä PJK- ja AJK-tapahtumien määrä ei ole merkittävä. PJK:ää käytetään ainoastaan keskijännitelähdöillä, joilla on avojohtoa. AJK ei ole lainkaan käytössä. Kaapeliverkon vioista hyvin harvat ovat sellaisia, että ne voisivat poistua lyhyen jännitteettömän ajan kuluessa. Sähköaseman laitteiden viat ovat aina pysyviä vikoja. Ne vaativat vähintään vikaantuneen laitteen tarkastamisen. Helsingin keskustan sähköverkko on suunniteltu siten, että kaikissa kuormitustilanteissa yksittäinen asema voi olla poissa käytöstä. Sähköasemilla tehtävät työt voi suunnitella niin, ettei asiakkaille aiheudu keskeytystä.

4.7.3 Keskeytyskustannukset

Keskeytyksistä aiheutuvia kustannuksia voi tarkastella sähköverkkoyrityksen näkökulmasta tai laajemmin koko yhteiskunnan näkökulmasta. Sähköverkkoyritykselle keskeytykset aiheuttavat ylimääräisiä työkustannuksia, saamatta jääneitä tuloja sähkönsiirrosta, mahdollisia korvauksia asiakkaille ja kielteistä julkisuutta. Keskeytyksistä aiheutuvat huoltokustannukset on tämän työn mallissa käsitelty osana huollon ja ylläpidon kustannuksia. Mahdollisesti käyttöön otettavassa sähköverkkoyrityksen tehokkuusmallissa keskeytysten määrä on todennäköisesti yksi tehokkuutta kuvaavista mittareista. Suuret keskeytysluvut merkitsisivät tehotonta toimintaa. Jos tehokkuusmalli osoittaisi yrityksen toiminnan olleen tehotonta, ei kaikkien toiminnan aiheuttamien kulujen perimistä asiakkailta katsottaisi perustelluksi. Yrityksen tuotot jäisivät pienemmiksi kuin tehokkaasti toimivan yrityksen. Suomessa kokeiltu tehokkuusmalli esitellään tarkemmin luvussa 5.

Sähkömarkkinalain [86] mukaan verkkoyhtiö on velvollinen maksamaan asiakkailleen korvausta yli 12 tunnin katkoksisista. Pitkäkestoiset keskeytykset liittyvät yleensä avojohdoista koostuvien keski- ja pienjänniteverkkojen vikoihin. Yhtiöllä, jolla on runsaasti avojohdoverkkoa, voivat korvaukset nousta suuriksi, ja korvausten huomioiminen elinkaarilaskelmissa on perusteltua. Kaupunkikeskustoista yli 12 tunnin keskeytykset ovat erittäin epätodennäköisiä. Lain mukaiset korvaukset ovat liitteenä 5. Sähkökatkojen vuoksi sähköverkkoyhtiön saamatta jääneiden siirtomaksujen merkitys on pieni, sillä tyypillisesti TJS:n (Toimittamatta Jäänyt Sähkö) määrä vuodessa on vähäinen verrattuna koko vuoden kulutukseen.

Keskeytyksistä sähköverkkoyritykselle koituvia kustannuksia suurempia ovat keskeytysten asiakkaille ja yhteiskunnalle aiheuttamat kustannukset. Karkean arvion mukaan asiakkaille koitunut suora haitta on kymmenkertainen verrattuna verkkoyhtiön kokemiin kustannuksiin, ja epäsuorat kustannukset voivat nousta liki kymmenkertaisiksi verrattuna asiakkaiden kokemiin suoriin kustannuksiin [10]. Asiakkaalle aiheutuvan haitan suuruutta on selvitetty KAH-tutkimuksilla (Keskeytyksen Aiheuttama Haitta).

4.7.4 Keskeytyskustannuksiin vaikuttavia tekijöitä

Keskeytysten asiakkaalle aiheuttama kustannus riippuu useista tekijöistä, esimerkiksi keskeytysten runsaudesta, kestosta ja keskeytystehon suuruudesta. Kustannuksiin vaikuttavat myös keskeytyksen ajanhetki, asiakkaan tyyppi ja keskeytyksen ennakoitavuus [91]. Keskeytyksestä asiakkaalle aiheutuva haitta voidaan jakaa kahteen osaan: jännitteen katoamisesta aiheutuvaan haittaan ja jännitteen poissaolosta aiheutuvaan haittaan [45]. Nopea, hetkessä ohimenevä katkos aiheuttaa suurimmalle osalle asiakkaita välittömiä kustannuksia. Kotitalousasiakkaalle haittaa saattaa aiheutua esimerkiksi sähköverkkoon kytkettyjen laitteiden asetusten häviämisestä ja meneillään olevan tehtävän keskeytymisestä. Keskeytyksen jatkuessa kulut kasvavat. Teollisuusasiakkaille keskeytys voi merkitä prosessin keskeytymistä ja tarvetta selvittää tuotantolinja, ennen kuin tuotannon voi käynnistää uudelleen. Joillakin teollisuuden aloilla keskeytyksen jatkuminen tietyn aikarajan ylitse voi aiheuttaa huomattavia lisäkuluja. Kemianteollisuuden prosessissa kiertävän massan jäähtyminen sähkönsaannin oltua riittävän pitkään poikki voi aiheuttaa tarpeen avata koko laitteisto jäähtyneen massan poistamiseksi. [91]

Päivällä tapahtuva keskeytys aiheuttaa suurimmalle osalle asiakkaita enemmän haittaa kuin yöaikaan tapahtuvat keskeytykset. Kotitalouksien kriittisimmät vuorokaudenajat ovat aamu ja alkuilt. [91]

Syvän jännitekuopan aiheuttamat seuraukset voivat olla yhtä vakavia, tai jopa vakavampia kuin ohimenevän keskeytyksen. Jännitekuopat aiheutuvat tyypillisesti muiden samaan keskijännitekiskoon kytkettyjen lähtöjen vioista eivätkä ole varsinaisesti sähköaseman aiheuttamia. Maasulkuvirran kompensoinnilla voi kipinäväleillä suojatuissa avojohtoverkoissa vaikuttaa jännitekuoppien syntyyn. Maasulkuvika ei aiheuta jännitekuoppaa kuluttajalle, mutta voi muuttua 2- tai 3-vaiheiseksi maaoskulosuiksi, joka kyllä aiheuttaa jännitekuopan. Sammutetussa verkossa kipinäväliin syttynyt valokaari sammuu nopeammin kuin sammuttamattomassa verkossa, ja vian muuttuminen oikosulkuluonteiseksi on vähemmän todennäköistä. Toinen jännitekuoppien lähde on syöttävän 110 kV:n verkon häiriöt.

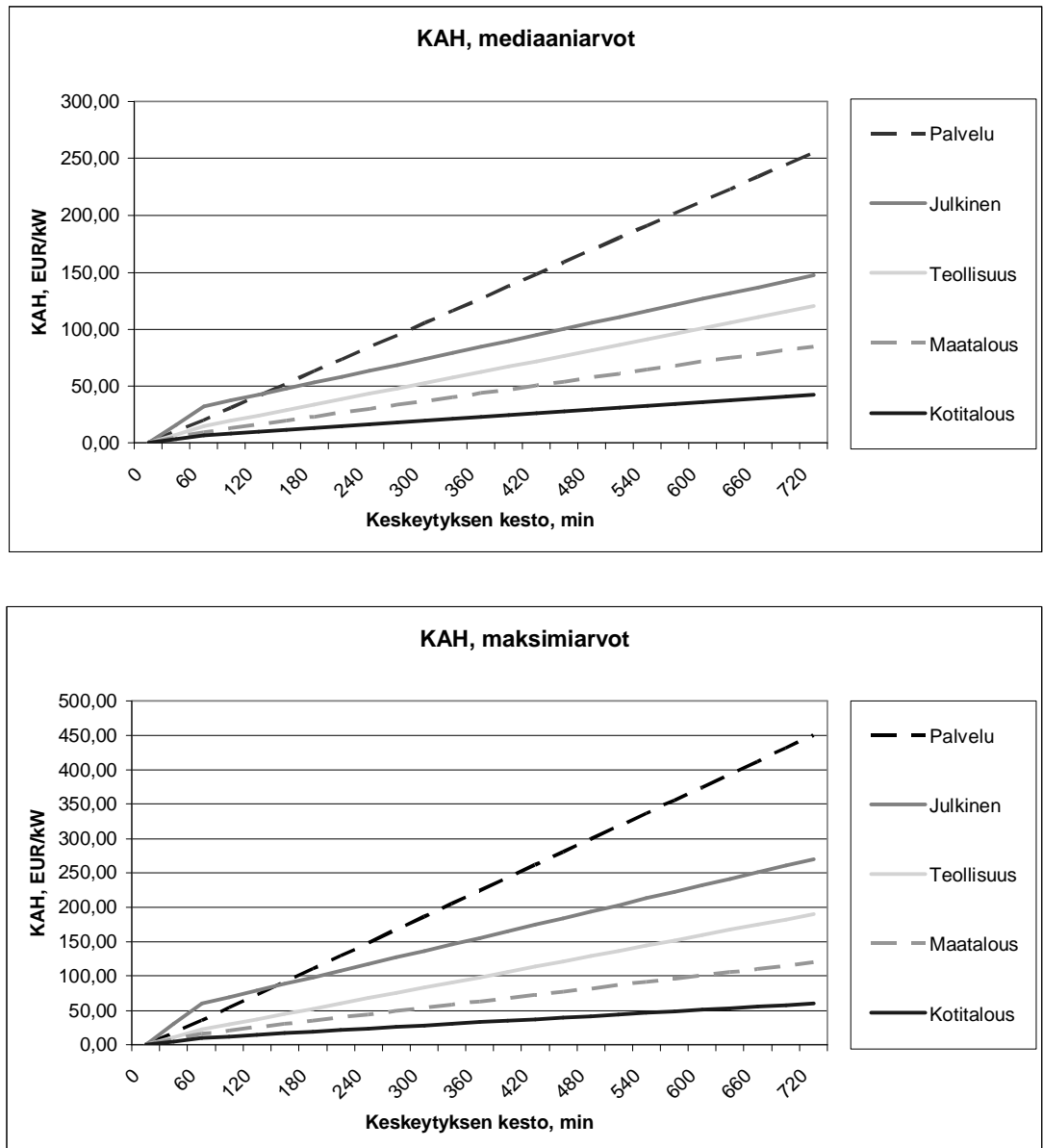
Etukäteen tiedossa olleiden keskeytysten aiheuttama haitta on pienempi kuin yllättävien keskeytysten. Asiakkaat ovat voineet varautua keskeytykseen ja suunnitella toimensa ottamalla keskeytyksen huomioon. Jos asiakkaat ovat tottuneet sähkönsä jakelun korkeaan luotettavuuteen, voi yksittäisen keskeytyksen aiheuttama haitta olla suurempi kuin jos keskeytykset ovat yleisiä. Alueilla, joilla keskeytykset ovat yleisiä, ovat asiakkaat tietoisia keskeytysriskistä ja ovat mahdollisesti varautuneet keskeytyksiin, esimerkiksi omilla generaattoreilla.

Keskeytysten aiheuttamaa haittaa on käsitelty useissa sähköverkon luotettavuutta käsittelevissä kirjoissa ja arvioitu tutkimuksissa eri puolella maailmaa. Liitteessä 6 on esitelty 17 keskeytysten haittaa arvioivaa tutkimusta. Suomessa viimeisin tutkimus on vuodelta 2005.

4.7.5 KAH-arvot

Keskeytysten asiakkaille aiheuttaman haitan arvioinnissa käytetään uusimman KAH-tutkimuksen [75] tuloksia. Tulokset on esitelty tutkimuksen loppuraportissa. Raportin yhteenvedossa ovat KAH-arvot 1 tunnin ja 12 tunnin mittaisille keskeytyksille muodossa EUR/kW. Kaikissa ryhmissä hajonta suurimman ja pienimmän arvon välillä on melkoinen. Taulukko arvoista on liitteenä 7. Kuvaan 4.7 on laskettu keskeytyskustan-

nukset käyttämällä liitteen 7 arvoja. KAH-arvot on laskettu mediaani- ja maksimiarvoista. Alle tunnin mittaisten keskeytysten KAH-arvona on käytetty tunnin pituisen keskeytyksen KAH-arvoa (EUR/kWh) ja yli tunnin pituisten keskeytysten KAH-arvo on arvioitu 1 tunnin ja 12 tunnin KAH-arvoista.



Kuva 4.7. Keskeytyksen kokonaiskustannusten riippuvuus keskeytyksen kestosta.

4.7.6 Keskeytystilastot

Keskeytysten tilastoinnin käytännöt vaihtelevat yhtiökohtaisesti. Osalla yhtiöistä on valmiudet tietojärjestelmäpohjaiseen tilastointiin, kun joissain pienemmissä yrityksissä tilastointi saattaa perustua käsinkirjoitettuihin lomakkeisiin [45]. Senerin kokoamat vuosikohtaiset keskeytystilastot vuosilta 1998–2002 ovat internetissä osoitteesta

www.energia.fi. Tilastot antavat hyvän kuvan keskeytysten syistä erityyppisissä jakeluverkoissa, mutta laitteiden ja järjestelmien vikaantumistodennäköisyyden selvittämiseen niistä ei ole apua. Todennäköisesti yleistyvä vikojen ja keskeytysten automaattinen kirjaaminen ja tilastointi verkonhallintaohjelman tai muun ohjelman avulla antaa tehokkaan työkalun verkonhaltijoille kehittää sähköverkkoa.

Keskeytykset tilastoidaan Suomessa yleensä muuntopiireittäin, ja keskeytysten laajuutta kuvataan muuntopiiritunneilla. Muuntopiiritunnit saadaan kertomalla keskeytyksen piirissä olleiden muuntopiirien lukumäärä keskeytyksen kestolla. Esimerkeissä sähköaseman tehon oletetaan jakautuvan tasan keskijännitelähdöille ja muuntopiirien lukumäärän olevan vakio lähtöä kohti. Keskeytyskustannukset on laskettu suoraan aseman syöttämän tehon ja keskeytyksen piirissä olevien keskijännitelähtöjen lukumäärän perusteella.

4.7.7 Keskeytysten ennakoiminen

Tulevien keskeytysten määrää ja kestoja voi ennustaa monellakin tavalla. Aiempien vuosien keskeytykset saa parhaiten selville yrityskohtaisista tilastoista. Tilastoja voi käyttää myös tulevan ennustamiseen. Ongelmana on tällöin aineiston vähyys. Tämä periaatteessa onnellinen ongelma on erityisesti sähköasemavikojen ennustemalleissa. Verkkoyrityksen omien tilastojen osoittautuessa liian pieniksi tai puutteellisiksi on mahdollista käyttää kansainvälisiä, esimerkiksi IEEE:n tai Nordelin kokoamia tilastoja eri komponenttien vikaantumistodennäköisyyksistä. Tällöin ongelmana on epävarmuus näiden tilastojen sopivuudesta käsiteltävänä olevan verkkoyhtiön ja sähköaseman keskeytysten ennustamiseen. Laajat kansainväliset tilastot eivät kerro miten komponentteja on huollettu, millaisessa ympäristössä ne ovat, kenen valmistamia ne ovat tai millainen käyttöhistoria niillä on ollut. Yksittäisen valmistajan jokin tietty erä on voinut olla huonolaatuinen ja voinut aiheuttaa useita keskeytyksiä.

Jos on mahdollista selvittää yksittäisten verkon osien vikaantumistodennäköisyydet, voi vikapuuanalyysin avulla laskea erilaisten keskeytykseen johtavien tapahtumaketjujen todennäköisyydet. Laskennassa voi käyttää analyttisiä todennäköisyyslaskennan menetelmiä tai Monte Carlo -analyysia. Vikapuuanalyysin tietoja voi käyttää pohiessa, mitkä komponentit ovat sähkönjakelun jatkuvuuden kannalta kriittisimmät. Vikapuuanalyysillä voi myös laskea todennäköisyyksiä erilaisille katastrofiskenaarioille.

Sopivien tilastojen puuttumisen, menetelmän todennäköisyyksiin perustumisen ja mahdollisesti yksinkertaistavan systeemikuvauksen vuoksi keskeytysennusteet ovat epätarkkoja. Niihin tulee suhtautua varauksella. Valistunut tilastoihin perustuva arvio on kuitenkin parempi kuin keskeytysten tulevan määrän arvioiminen pelkällä arvauksella tai keskeytysten jättäminen kokonaan huomiotta.

4.7.8 Käsitteitä

Kirjallisuudessa komponenttien vikaantumistodennäköisyyttä kuvataan usein parametreilla MTTF (Mean Time To Fail) tai MTBF (Mean Time Between Failure), MTTR (Mean Time To Repair), MDT (Mean Down Time), R (Reliability) ja λ (vikaantumistaajuus). Ainoa ero MTTF:n ja MTBF:n välillä on, että MTTF:ää käytetään, kun kyseessä on laite jota ei korjata ja MTBF:ää kun kyseessä on laite joka korjataan. MTTR kertoo kuinka kauan vioittuneen osan korjaaminen keskimäärin kestää ja MDT kuinka kauan osa keskimäärin on toimimattomassa tilassa. Luotettavuus kertoo laitteen todennäköisyyden olla toimintakuntoinen. Vikaantumistaajuus ilmoitetaan yleensä muodossa

$$\lambda(t) = \frac{\text{Lukumäärä}(t)}{\text{Aikayksikkö, Yksikkö}}. \quad (4.25)$$

Aikayksikkö on tavallisesti vuosi ja yksikkö tapaukseen sopiva yksikkö. Keskijänniteverkon vikataajuuden voi esimerkiksi ilmoittaa vikojen lukumääränä vuodessa 100 kilometriä kohti. Johtuen sähköasemakomponenttien alhaisista vikaantumistaajuuksista on ne usein ilmoitettu lukumääränä vuodessa 100:aa tai 1000:ta yksikköä kohti. Kaavassa (4.25) vikaantumistaajuus ja vikojen lukumäärä on ilmoitettu ajan funktiona. Jos vikaantumistaajuus säilyy samana koko komponentin eliniän, voi kirjoittaa

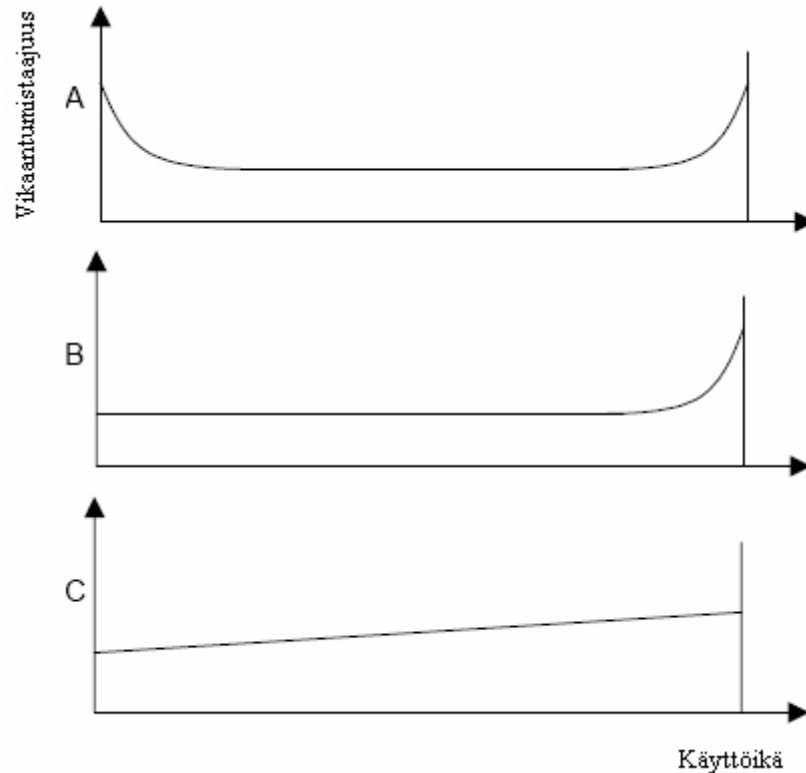
$$\lambda = \frac{1}{MTBF} \text{ ja } R(t) = e^{-\lambda t}, \quad (4.26)$$

missä	$R(t)$	= laitteen luotettavuus, eli todennäköisyys pysyä vikaantumattomana hetkeen t asti
	λ	= vikaantumistaajuus
	t	= aika. [76]

On tärkeää erottaa toisistaan termit vikaantuminen (failure) ja vika (fault). Vikaantuminen on laitteen kykenemättömyys täyttää siltä vaadittu toiminto. Vika on tilanne, jossa laite epäonnistuu toiminnossaan. [64]

4.7.9 Ikääntymisen vaikutus vikaantumistodennäköisyyteen

Useilla sähköaseman komponenteilla oletetaan olevan kylpyammeen muotoinen vikaantumistodennäköisyyden riippuvuus ajasta.

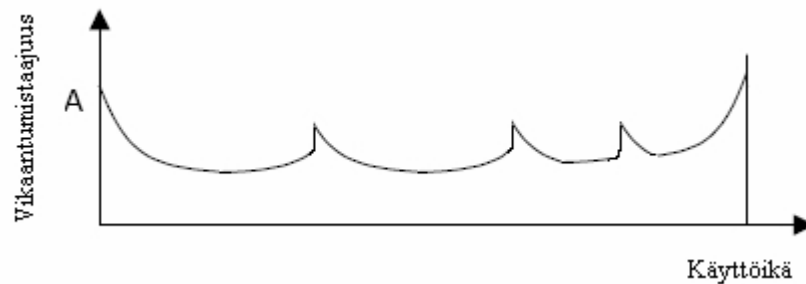


Kuva 4.8. Vikaantumistaajuuksia ajan funktiona. [64]

Kuvassa 4.8 ylimpänä on niin sanottu kylpyammekäyrä. Vasta käyttöön otetulla laitteella oletetaan olevan korkea vikaantumistodennäköisyys johtuen esimerkiksi valmistus- ja asennusvirheistä. Lopussa vikaantumistaajuus jälleen kasvaa materiaalien vanhentuuessa. Keskimmaisessä kuvassa alkuvaiheen vikaantumistodennäköisyyden ei oleteta olevan keskimääräistä suurempi, ja alimmassa kuvassa laitteen vikaantumistaajuuden oletetaan kasvavan tasaisesti käyttöiän myötä. Vaikka laitteen vikaantumistodennäköisyyden havaittaisiinkin kasvavan iän myötä, voi suurin osa vioista olla iästä riippumattomia. Siviili-ilmailun puolella tehdyssä tutkimuksessa vain 10 % vioista oli sellaisia, että niiden todennäköisyys oli kasvanut komponentin ikääntyessä [71].

Komponenttien käyttöikää voi pidentää asianmukaisella huollolla ja korvaamalla kuluneita osia uusilla. Huoltotoimenpiteet vaikuttavat komponentin vikaantumistodennäköisyyteen kahdella tavalla. Kuluneiden osien vaihto ja huollossa havaittujen vikojen korjaaminen vähentää vikaantumistodennäköisyyttä. Toisaalta huollon yhteydessä

asennetut uudet komponentit saattavat olla viallisia, ja huollossa voidaan tehdä virheellisiä toimenpiteitä laitteelle. Huomioimalla laitteelle tehtävät kunnossapitotoimet voi vikaantumistaajuuden ajatella olevan kuvan 4.9 mukainen.



Kuva 4.9. Kylpyammekäyrä kun huoltotoimenpiteiden vaikutus vikaantumistodennäköisyyteen on otettu huomioon.

4.7.10 Weibullin jakauma

Kelpo työkalu kylpyammekäyrän matemaattiseen mallinnukseen on Weibullin jakauma. Weibullin jakauma perustuu luotettavuuden ja vikaantumistaajuuden eksponentiaaliseen riippuvuuteen. Kolmiparametrisen Weibullin jakauman funktio on

$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta \right], \quad (4.27)$$

missä $R(t)$ = luotettavuus
 t = aika
 γ, η, β = funktion parametreja, jotka seuraavat funktion sovittamisesta aineistoon

Muuttuja β ilmaisee vikaantumistaajuuden riippuvuuden ajasta. Jos $\beta = 1$ vikaantumistaajuus ei riipu ajasta, jos $\beta > 1$ vikaantumistaajuus on kasvava ja jos $\beta < 1$ vikaantumistaajuus on pienevä ajan funktiona. Usein Weibullin jakaumasta riittää kaksiparametrinen versio

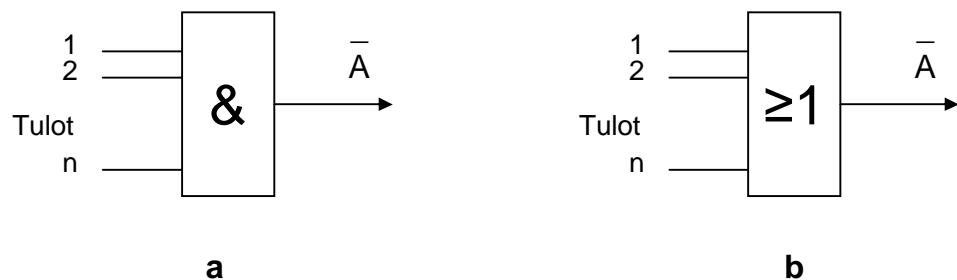
$$R(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta \right], \quad (4.28)$$

missä muuttujat ovat kuten edellä. [76]

Weibullin jakauman käyttö vaatii jakaumassa olevien parametrien estimoimista, mihin tarvitaan laaja tilastollinen aineisto. Tässä työssä ei käytetä Weibullin jakaumaa.

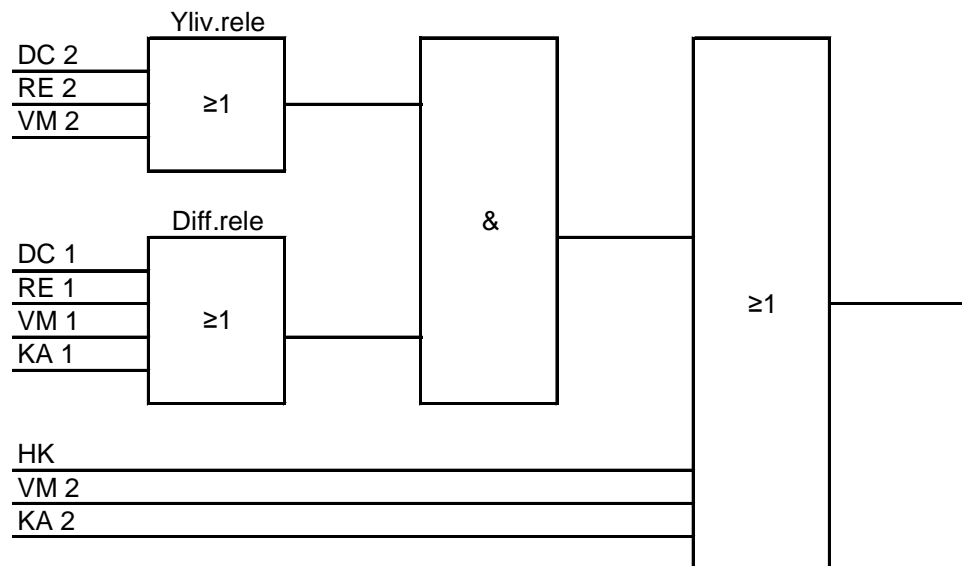
4.7.11 Vikapuuanalyysi

Vikapuuanalyysillä voi selvittää tapahtumaketjut, joista seuraa kiinnostuksen kohteena oleva tapahtuma. Käytettävä menetelmä soveltaa Harri Rytkösen [73] käyttämää menetelmää ja terminologiaa. Vikapuussa käytetään JA- ja TAI-portteja. Kun keskeytysjakauma määritetään vikapuulla, on porttien sisäänmenoissa yksittäisten komponenttien vikaantumistodennäköisyydet. Kuvassa 4.10 ovat JA-portti (a) ja TAI-portti (b). Merkki \bar{A} tarkoittaa komponentin epäkäytettävyyttä.



Kuva 4.10. JA-portti ja TAI-portti.

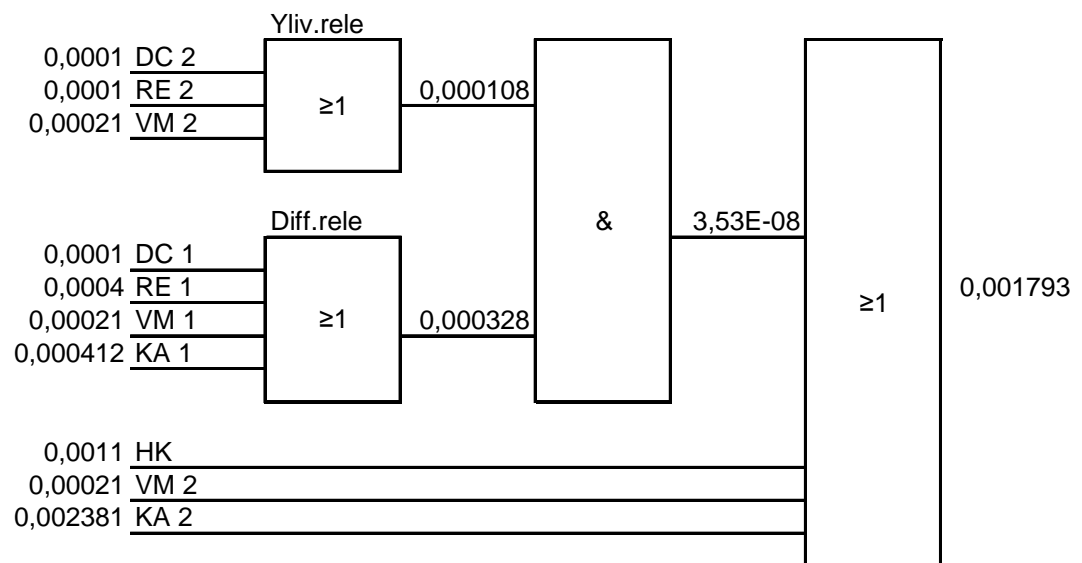
JA-portin komponentti on epäkäytettävässä tilassa, jos kaikki portin tulot ovat erisuuria kuin nolla. TAI-portissa riittää, että yksikin tuloista poikkeaa nolasta. Kuvassa 4.11 on esimerkki päämuuntajan suojauksen epäkäytettävyyden laskennasta.



Kuva 4.11. Esimerkki päämuuntajan suojauksen vikapuusta. [73]

Ensimmäisen asteen suojaus ei toimi, jos differentiaalirele (RE 1), sen tehonsyöttö (DC 1), virranmittauspiiri (VM 1) tai releen ohjaama katkaisija (KA 1) ei toimi (differentiaalireleen TAI-portti). Toisen asteen suojaus ei toimi, jos molemmat releet, differentiaalirele ja ylivirtarele, ovat epäkäytettävässä tilassa (JA-portti), päämuuntajaken-

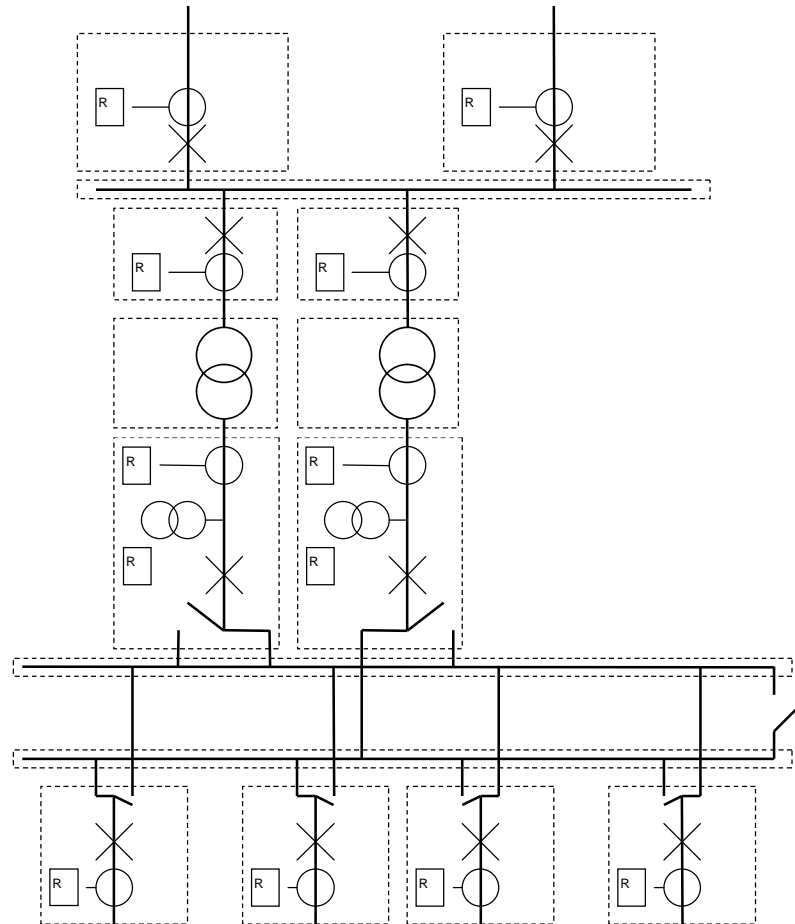
non katkaisija (KA 2) tai kiskon virranmittauspiiri (VM 2) ei toimi, tai henkilökunnan toiminnassa on tapahtunut kriittinen virhe (HK) (viimeinen TAI-portti). Kun tapahtumiin liittyy toimimattomuuden todennäköisyydet ja arvion aiheutuneen keskeytyksen kestosta, voi muodostaa keskeytysjakauman. Kuvassa 4.12 on kuvaan 4.11 lisätty todennäköisyydet eri komponenttien vikaantumisille ja näistä edelleen porttien ja testauskäytännön avulla lasketut todennäköisyydet suurempien kokonaisuuksien epäkäytettävyydelle.



Kuva 4.12. Päämuuntajan suojauksen vikapuu. [73]

4.7.12 Sähköaseman keskeytysjakauma

Sähköaseman aiheuttamien keskeytysten taajuus–aika -jakauman laskemiseksi sähköasema on jaettu seitsemään tasoon kuvan 4.13 mukaisesti.



Kuva 4.13. Sähkösäman komponenttijako keskeytysjakauman laskentaa varten.

Kuvassa 4.13 on kahden päämuuntajan sähkösäman, jonka 110 kV:n kiskojärjestelmä on yksikiskoinen, ja jonka keskijännitepuolen kiskojärjestelmä on 2-kiskojärjestelmä. Seitsemän tasoa ovat 110 kV:n johdon suojaus, 110 kV:n kokoojakisko, päämuuntajan yläjännitepuolen suojaus, päämuuntaja, päämuuntajan alajännitepuolen suojaus, keskijännitepuolen kokoojakisko ja keskijännitejohdon suojaus. Vikojen jako kiskovikoihin ja johtolähtövikoihin tehdään vian sijaintipaikan perusteella. Jos vikapaikka on virta-
muuntajasta katsottuna kiskon puolella, on kyseessä kiskovika [62]. Samalla periaatteella tehdään jako kiskovikoihin ja päämuuntajavikoihin.

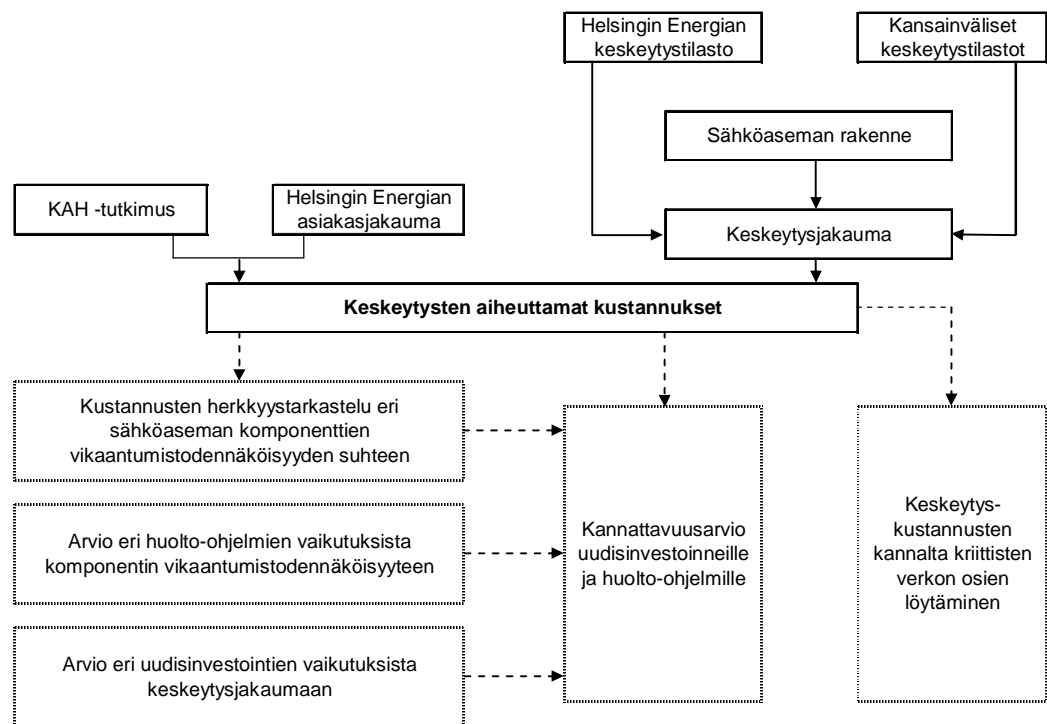
Sähkösäman toiminta voi häiriintyä useiden muidenkin osien kuin kuvassa 4.13 huomioitujen komponenttien epäkäytettävyyden seurauksena, mutta kattavampi sähkösäman vikojen analysointi on tämän työn ulkopuolella. Tavoite on arvioida sähkösämanavioista johtuvat keskeytyskustannukset riittävällä tarkkuudella, ei suorittaa yksityiskohtaista vika-analyysia koko sähkösämanalle. Käytetyt vikaantumistaajuudet ja niiden aiheuttamien keskeytysten pituudet ovat liitteissä 8 ja 9. Tiedot vikaantumistaajuuksista on koottu lähteistä [7], [11] ja [73]. Arviot eri komponenttien vikaantumisten

aiheuttamien keskeytysten kestoista perustuvat Helsingin Energian asiantuntijoiden näkemyksiin. Ne ovat arvioita ajasta, joka tarvitaan tarvittavien kytkentöjen tekemiseen syötön järjestämiseksi vikapaikan ohi, tai suojalaitteiden toimiessa virheellisesti, ajasta joka kuluu järjestelmän tarkistamiseen muiden vikojen varalta.

Luvun 6 esimerkissä on keskeytyskustannusten laskentamenetelmä esimerkiasemalle ja arvio sähköaseman vikojen vuodessa aiheuttamien keskeytysten arvosta.

4.7.13 Vikaantumis- ja keskeytyskustannusmallien hyödyntäminen sähköverkon suunnittelussa

Keskeytysten aiheuttaman haitan laskentamenetelmä on kuvassa 4.14. Yhtenäisellä viivalla merkitty osa on keskeytyskustannusten laskentamenettely. Katkoviivalla merkityt laatikot ja nuolet kuvaavat sitä, miten ja mihin tuloksia voi käyttää.



Kuva 4.14. Keskeytyskustannusten laskentamenettely ja malli sähköaseman eri komponenttien kustannusvaikutuksen arvioimiseksi.

4.7.14 Sähköasemavikojen aiheuttamat keskeytykset Helsingin Energian verkossa 2001–2005

Noin kuuden vuoden aikana (01.2001–07.2005) Helsingin Energian jakelualueella tapahtui sähköasematoimintojen aiheuttamia keskeytyksiä yhteensä 30 kappaletta. Niistä 20 aiheutui laitteiden vikaantumisesta ja 10 oli käyttövirheiden, vikatilanteen jälkeisten kytkentöjen tai muiden kytkentöjen seurausta. Keskeytyksistä 21 kappaletta oli laajoja. Niiden seurauksena vähintään yksi sähköaseman keskijännitekiskoista oli jännitteettömänä. Kahdeksan keskeytystä oli laajuudeltaan yhden keskijännitelähdön keskeytyksiä ja yksi kahden keskijännitelähdön keskeytys.

Laajuudeltaan pienistä keskeytyksistä kolme oli seurausta kytkennöistä, kaksi katkaisijan viasta ja loput neljä todennäköisesti releen aiheuttamia virhelaukaisuja. Laajoista keskeytyksistä neljä aiheutui releen virheellisestä toiminnasta ja kahdeksan oli seurausta töistä sähköasemalla tai kytkennöistä. Kaksi keskeytystä johtui muuntajakaapelin vaurioitumisesta ja kaksi päämuuntajan käämikytkimen virheellisestä toiminnasta. Yhden keskeytyksen aiheuttaneita tapahtumia olivat virtamuuntajan hajoaminen, jännitemuuntajan hajoaminen, katkaisijan aiheeton avautuminen huollon yhteydessä ja kiinnikkeen pettämisestä aiheutunut maadoitusjohtimen putoaminen vaihejohtimen päälle.

4.7.15 Toimittamatta jäänyt sähkö

Järventaustan tutkimusraportissa [39] esitelty menetelmä laskea TJS perustuu keskeytyksen piirissä olleiden muuntopiirien vuosienenergiaan. Menetelmän ongelmia ovat energian kysynnän vuorokausi- ja vuosivaihtelun huomiotta jättäminen sekä keskeytysten ajallisen jakauman jääminen huomiotta. Ruotsalaisen tutkimuksen mukaan keskeytyskustannukset arvioidaan näiden syiden vuoksi noin 7 % liian alhaisiksi [32].

Toinen vaihtoehto on arvioida TJS sähköaseman virtamittausten perusteella. Tällöin TJS arvioidaan vertaamalla keskeytyksen aikaisia virtatietoja aikaisempiin vastaavan ajankohdan virtatietoihin [55]. Menetelmän ongelmana ainakin tällä hetkellä on tarpeeksi tarkan virtatiedon hankkiminen. Sähköaseman lähtöjen virtatiedot tallennetaan yleensä tuntikeskiarvoina, mikä on liian pitkä aikaväli TJS:n arvioimiseksi. Lyhyen keskeytyksen aiheuttama muutos tunnin keskiarvoon on hyvin pieni.

Kolmas vaihtoehto on heti keskeytyksen yhteydessä tallentaa tieto TJS:stä. Tallennus voi esimerkiksi tapahtua, kun jännitteettömät verkon osat kytketään jälleen jännitteiksi. TJS laskettaisiin kertomalla jälleenkytketty teho keskeytyksen kestolla. Menetelmä antanee hyvän approksimaation varsinkin lyhyiden keskeytysten TJS:stä. Pitkissä keskeytyksissä virhettä aiheutunee kulutuksen aikariippuvuuden jäämisestä huomiotta, mahdollisista kytkentätilanteen muutoksista verrattuna keskeytystä edeltäneeseen tilanteeseen ja siitä, etteivät kaikki keskeytyksen kärsineet asiakkaat ehkä välittömästi aloita sähkön käyttöä samalla suuruustasolla kuin ennen keskeytystä. Uusimmissa releissä on häiriötallennin, joka tallentaa vikahetken virta- ja jännitetiedot. Tämä mahdollistaa keskeytyneen tehon tarkan määrittämisen.

TJS arvioidaan esimerkissä vuoden keskitehon avulla ja käyttämällä sähköasemalle laskettua keskeytysennustetta. Hilberin [32] havaitsema vääristymä korjataan kertomalla keskiteho arvolla 1,07. Esitellyistä menetelmistä kaksi jälkimmäistä antaisivat tarkemman arvon TJS:lle, mutta ne soveltuvat ainoastaan jo tapahtuneiden keskeytysten kustannusten arviointiin.

4.8 Ympäristökustannukset

4.8.1 Sähköaseman aiheuttamat ympäristökustannukset

Sähköasema aiheuttaa haittaa ympäristölle kahdella tavalla. Aseman laitteiden valmistus ja sähköaseman rakentaminen sekä purkaminen kuluttavat raaka-aineita ja energiaa. Ympäristölle koituu myös haittaa aseman käytöstä. Aseman laitteet kuluttavat energiaa, aseman toiminta aiheuttaa melua, sähkövirrat synnyttävät sähkömagneettisia kenttiä ja asema vaikuttaa maisemaan. Lisäksi asemalla on laitteita, joista saattaa aiheutua ympäristölle haitallisten aineiden päästöjä.

Ympäristökustannus ei tarkoita samaa kuin ympäristönsuojelun kustannus. Ympäristökustannus on toiminnasta ympäristölle aiheutunut haitta. Ympäristönsuojelun kustannus koituu yhtiölle ympäristönsuojelusta ja oletettavasti pienentää ympäristölle aiheutuvia ympäristökustannuksia.

4.8.2 LCA (Life Cycle Assessment)

Standardeissa SFS-EN ISO 14040–14043 [79] määritellään menettelytavat ympäristöhaitan määrittämiseksi. Elinkaariarvioinnin vaiheet ovat

- tavoitteiden ja soveltamisalan määrittely
- inventaarioanalyysi
- vaikutusarviointi.

Inventaarioanalyysissa listataan syötteet ja tuotokset, esimerkiksi luonnonvarojen käyttö, lopputuotteet ja päästöt. Vaikutusarvioinnissa inventaariotiedot yhdistetään ympäristövaikutustietoihin, eli selvitetään millaisia vaikutuksia tuotteella tai prosessilla on esimerkiksi ihmisen terveydelle tai luonnon monimuotoisuudelle. Tyypillisesti arvioitavia ympäristövaikutuksia ovat kasvihuoneilmiö, happamoituminen ja rehevöityminen.

Ympäristövaikutusten arviointiin on kehitetty monia menetelmiä, ja niillä laskettuihin tuloksiin tulee suhtautua varauksella. Ympäristövaikutusten arviointi pohjautuu aikaisemmin tehtyihin tutkimuksiin. Ne on tehty käyttäen erilaisia menetelmiä, eikä ole aivan varmaa ovatko niiden tulokset yhteensovitettavia. Päämenetelmä on tässä työssä EPS-menetelmä (Environmental Priority Strategies). Muiden tutkimusten tulokset on pyritty esittämään EPS:n ympäristökuormituslukujen avulla.

4.8.3 Päämuuntajan ympäristökustannukset

Lehtinen [52] on arvioinut muuntajan ympäristövaikutukset EPS-menetelmällä. Menetelmä antaa lopputuloksena yhden luvun, ympäristökuormitusluvun. Ympäristökuormitusluku, ELU (Environmental Load Unit) on skaalattu siten, että yksi ELU vastaa yhtä euroa. [52]

Lehtinen on huomionut valmistukseen käytettyjen raaka-aineiden ja energian, muuntajan ja sen valmistusmateriaalien kuljetusten sekä häviöiden aiheuttamat ympäristövaikutukset. Kokonaisympäristökustannukset ovat noin 700 000–1 100 000 ELU:a, riippuen muuntajan tekniikasta. Ympäristökustannuksista noin 90 % aiheutuu muuntajan häviöistä. [52]

4.8.4 Sähköasemarakennuksen ympäristökustannukset

Sähköasemarakennuksen ympäristökustannuksia on hahmoteltu Junnilan [36] toimistorakennuksille tekemän LCA-tutkimuksen avulla. Tutkimuksessa merkittävimmäksi haitaksi ympäristölle osoittautui käytön aikainen energiankulutus, josta aiheutui rakennuksen ympäristövaikutuksista 45–85 %, riippuen tutkitusta rakennuksesta ja ympäristövaikutuksesta [36]. Sähköasema on rakenteeltaan ja energiankulutukseltaan sangen erilainen kuin toimistorakennus, mutta voinee olettaa myös sähköasemarakennuksen ympäristövaikutuksista suurimman osan johtuvan käytönaikaisesta energiankulutuksesta.

Sähköasemarakennuksen ympäristökustannusten tason arvio on käytön aiheuttamat ympäristökustannukset kerrottuna 1,53:lla. Tällöin käytön aiheuttamat ympäristökustannukset ovat 65 % rakennuksen koko elinkaaren ympäristökustannuksista. Sähköasemarakennuksen energiankulutuksena käytetään arviota omakäyttösähkön kulutuksesta. Suomessa sähkönkulutuksen ELU-arvo on 0,0362 ELU/kWh [52].

4.8.5 Keskijännitekojeiston ympäristökustannukset

ABB on arvioinut monien tuotteidensa ympäristövaikutukset. ABB:n ympäristöselosteet on tehty hieman eri ajatusmallilla kuin Lehtisen muuntajatutkimus [52]. Laitteiden elinkaaren ympäristövaikutukset on laskettu ekvivalenttipäästöjen avulla, eli laskemalla miten paljon valittujen aineiden päästöjä pitäisi päästä ympäristöön, jotta ne aiheuttaisivat vastaavan vaikutuksen kuin laitteen valmistus ja käyttö. Taulukossa 4.7 ovat SF6-keskijännitekatkaisijan ympäristövaikutukset.

Taulukko 4.7. Keskijännitekatkaisijan ympäristövaikutukset. [2]

Ympäristövaikutus	Valmistus	Käyttö	Hävitys	Yhteensä
Happamoituminen (kg SO ₂ ekv.)	3,7	24,9	-1,1	27,5
Ilmastonmuutos (kg CO ₂ ekv.)	656	3,91	192	851,91
Rehevöityminen (kg PO ₄ ekv.)	0,29	0,84	-0,07	1,06
Otsonikato (kg CFC11 ekv.)	0,0002	0	0	0,0002
Foto-oksidanttien muodostaminen (kg C ₂ H ₄ ekv.)	0,43	1,83	-0,08	2,18

Keskijännitekatkaisijan ELU-arvo on 108. Se on laskettu EPS-menetelmällä käyttämällä liitteen 10 arvoja. ELU-arvon laskennassa on jätetty huomiotta käytön vaikutukset happamoitumiseen ja ilmastonmuutokseen. Ne johtuvat oletettavasti katkaisijan käytön energiankulutuksesta ja tulevat huomioiduiksi rakennuksen ympäristökustan-

nuksissa osana omakäyttösähköä. Rehevöityminen on jouduttu jättämään huomiotta, sillä sen indikaattorille ei lähteestä [85] löytynyt ELU-arvoa.

4.8.6 Releen ympäristökustannukset

Releen ympäristövaikutukset ovat myös ABB:n ympäristöselosteesta [3] ja ovat taulukossa 4.8. Taulukon 4.8 arvoilla laskettu releen ELU-arvo on 13. ELU-arvon laskennassa on jouduttu jättämään huomiotta happamoituminen ja rehevöityminen, sillä niille ei lähteestä [85] löytynyt ELU-arvoja.

Taulukko 4.8. Releen ympäristövaikutukset. [3]

Ympäristövaikutus	Valmistus	Käyttö	Hävitys	Yhteensä
Happamoituminen (mol H ⁺ ekv.)	27,96	106,09	-2,07	131,99
Ilmastonmuutos (kg CO ₂ ekv.)	130,2	698,72	-12,43	816,49
Rehevöityminen (kg O ₂ ekv.)	7,91	8,32	-0,08	16,15
Otsonikato (kg CFC11 ekv.)	0	0	0	0
Foto-oksianttien muodostaminen (kg C ₂ H ₄ ekv)	0,08	0,13	0	0,22

4.8.7 110 kV:n kojeiston ympäristökustannukset

110 kV:n kojeistoista on tehty useita AIS- ja GIS-tekniikoita vertailevia tutkimuksia. Johtopäätös on yleensä ollut, että SF₆-kaasun käyttö voimistaa kasvihuoneilmiötä. Kun on otettu huomioon, että GIS-tekniikkaa käyttämällä sähköasema on mahdollista sijoittaa verkon kannalta parempaan pisteeseen kuin käyttämällä AIS-tekniikkaa sekä kojeistojen valmistusmateriaalit, ovat koko verkon ympäristökustannukset pienemmät käytettäessä GIS-tekniikkaa [63].

110 kV:n kojeiston ympäristökustannusten arvio perustuu ABB:n ympäristöselosteeseen [4]. Taulukossa 4.9 ovat 5-kennoisen GIS-kojeiston ympäristövaikutukset ekvivalenttipäästöinä, ja taulukossa 4.10 ovat kojeiston eri elinkaaren vaiheiden aiheuttamien ympäristöhaittojen ELU-arvot.

Taulukko 4.9. 5-kennoisen GIS-kojeiston ympäristövaikutukset ekvivalenttipäästöinä. [4]

Ympäristövaikutus	
Ilmastonmuutos (kg CO ₂ ekv.)	3566974
Happamoituminen (kg SO ₂ ekv.)	5615
Otsonikato (kg CFC11 ekv.)	0,000074
Foto-oksianttien muodostaminen (kg C ₂ H ₄ ekv)	87

Taulukko 4.10. 110 kV:n Kojeiston elinkaaren eri vaiheiden aiheuttamien ympäristöhaittojen ELU-arvot. [4]

Elinkaaren vaihe	ELU
Asennus	433085
Käyttö	132165
Hävitys	1185
Kierrätys	-310614

Kun käytön aikaisia ympäristökustannuksia ei huomioida, on 110 kV:n kojeiston ELU-arvo 123 656 ELU:a.

4.8.8 Melu

Päämuuntajat ovat merkittävimmät sähköaseman melulähteet. Päämuuntajan aiheuttama melutaso on noin 85–93 dB riippuen muuntajan tekniikasta ja koosta [52]. Taajama-alueilla päämuuntajat sijaitsevat yleensä betonibunkkereissa tai luolissa. Niiden seinien voi olettaa vaimentavan melua tehokkaasti.

Melun häiritsevyyteen vaikuttavat esimerkiksi äänen taajuus ja laatu, vuorokaudenai-
ka sekä melun kesto [72][22]. Melun terveysvaikutukset ovat hyvin yksilöllisiä. Melun on todettu aiheuttavan muun muassa seuraavia haittoja:

- yli 30 dB:n melu aiheuttaa nukkumisvaikeuksia
- 45 dB:n taustamelu häiritsee puheviestintää
- yli 50 dB:n melun on todettu lisäävän ärtymystä
- 65–70 dB:n melutason on todettu lisäävän verenpainetta. [57]

Sähköaseman aiheuttamat meluhaitat ympäristölle riippuvat niin monesta tekijästä, ettei niitä ole tässä pyritty arvottamaan ELU- tai euromääräisesti.

4.8.9 Sähkömagneettiset kentät

Sähkömagneettisia kenttien voimakkuutta kuvataan sähkökentän voimakkuudella (V/m), magneettikentän voimakkuudella (A/m) ja magneettivuon tiheydellä (T). Sähkömagneettisten kenttien ei ole kiistattomasti todettu aiheuttavan terveysvaikutuksia. Sen sijaan jotkut elektroniikkalaitteet voivat häiriintyä hyvinkin helposti. [14]

Sähköaseman laitteiden aiheuttamat sähkökentät eivät häiritse ympäristöä, sillä niiden kyky läpäistä esteitä on hyvin heikko. Esimerkiksi metallivaipalla suojatussa

kaapelissa kulkeva virta ei synnytä ympäristöön lainkaan sähkökenttää. Magneettikentän etenemistä rakenteet eivät estä, elleivät ne koostu magneettisesta materiaalista tai hyvästä johdometallista. [14]

4.8.10 Maisemavaikutus

Contingent valuation -menetelmä tarjoaa useita vaihtoehtoja ulkoisvaikutusten arvioimiseen. Ympäristötaloustieteissä menetelminä on käytetty esimerkiksi WTP-kyselyitä (Willingness To Pay), tonttintahintavertailuja ja ihmisten käyttäytymiseen perustuvia tutkimuksia. Sähköaseman suunnittelussa maiseman arvottaminen voi olla tarpeen, kun asema rakennetaan maan päälle.

Rakennetun ympäristön maiseman arvoa on tutkittu, mutta tutkimusten tulokset ovat sidoksissa tutkimuskohteeseen, eikä niitä voi käyttää niin yksityiskohtaisen kohteen kuin sähköasemarakennuksen maisemavaikutuksen arviointiin. Voimalinjan vaikutusta tonttintahintoihin on myös tutkittu jonkin verran [42]. Hyvällä suunnittelulla voi sähköaseman tehdä ympäristöön hyvin sopivaksi. Erityisratkaisujen ja -rakenteiden käyttö rakentamisessa nostaa kuitenkin rakennuskustannuksia.

4.8.11 Yhteenveto sähköaseman aiheuttamista kustannuksista ympäristölle

Sähköasemien ympäristövaikutusten kattavaa arviointia ei ole tehty ja aihe on niin laaja, ettei sellaisen tekeminen tässä ole mahdollista. Yksittäisten laitteiden ympäristövaikutuksista löytyy aika hyvin tietoa, ja sähköaseman pääkomponenttien ympäristövaikutukset voi arvioida välttävästi. Melu, sähkömagneettiset kentät ja sähköaseman maisemavaikutus ovat niin sidoksissa yksittäisiin kohteisiin, ettei niiden suuruutta voi yleisellä tasolla arvioida.

4.9 Riskit

4.9.1 Yleistä

Sähköaseman suunnittelussa on hyvä ottaa huomioon riskit. Osa riskeistä on sähköaseman ympäristölle aiheuttamia ja osa ympäristön sähköasemalle aiheuttamia. Riskeihin voidaan suhtautua kolmella tavalla. Riskiä voi pienentää omilla toimenpiteillä, riskin voi siirtää muille esimerkiksi vakuutuksilla tai riskit voi hyväksyä sellaisenaan.

Suhtautuminen riskiin riippuu toimijan kyvystä kantaa riski ja vaihtoehtojen kustannuksista.

Sähköaseman aiheuttamia riskejä ovat riski kokea keskeytys sähköaseman toimimattomuuden vuoksi ja sähköaseman ympäristölle tuottamat haitat. Keskeytyshaittoja on käsitelty kappaleessa 4.7. Ympäristöriskejä ovat esimerkiksi tulipaloriskit ja SF₆-kaasun päästöriski. Sähköasemalle aiheutuvat riskit voivat johtua esimerkiksi aseman lähellä sattuvasta onnettomuudesta, ilkivallasta ja yllättävistä säätekijöistä, kuten veden noususta rannikolla tai myrskyistä. Lisäksi on varauduttava viranomaisriskeihin. Lainsäädännön muutokset voivat vaikuttaa siihen, millaisia rakenteita sähköasemalla saa käyttää ja miltä sähköasema saa näyttää.

4.9.2 Riskien hallinta

Riskien hallinta vaatii systemaattisen lähestymistavan. Riskejä koskevia päätöksiä varten tarvitaan riskianalyysi, menettelytapa-analyysi ja rahoitusanalyysi. Riskianalyyssissä määritetään

- riskityypit
- seuraukset
- todennäköisyys
- syyt. [65]

Riskin vakavuus riippuu sen seurauksista ja todennäköisyydestä. Kun riskin syyt tunnetaan, voidaan tehdä menettelytapa-analyysi, eli

- etsiä toimintavaihtoehtot, jotka poistavat riskin
- ellei se ole mahdollista, niin etsiä toimintavaihtoehtot joilla
 - riskin todennäköisyyttä tai
 - riskin seurauksia voi pienentää. [65]

Riskien rahoitusanalyysillä suunnitellaan, miten riskin aiheuttamat kustannukset hoidetaan. Vaihtoehtoja ovat esimerkiksi oleminen varautumatta kustannuksiin ja varautuminen kustannuksiin esimerkiksi rahastoimalla tai ottamalla vakuutuksen. [65]

Riskien kustannukset ovat osin päällekkäiset muiden sähköaseman kulukomponenttien kanssa. Riskeihin liittyviä kustannuksia ei oteta huomioon esimerkeissä.

5 SÄHKÖVERKKOTOIMINNAN TUOTOT

5.1 Sallittu tuotto

5.1.1 Valvontajärjestelmä

Sähköverkkotoiminnassa eivät toimi vapaan kilpailun periaatteet. Jakeluverkko on luonnollinen monopoli. Jotta hinnoittelu olisi kohtuullinen verkonhaltijan ja asiakkaiden näkökulmasta, valvoo sitä Energiamarkkinavirasto. Sähköverkkotoiminnan tuottojen käsittely on valvontajakson 2005–2007 valvonnan suuntaviivojen mukainen. Valvontajakson päätyttyä EMV toteaa sähköverkkoyhtiöiden toteutuneen hinnoittelun ja vahvistaa valvontajakson ajalta kertyneen kohtuullisen tuoton ylittävän tai alittavan tuoton. Ennen kutakin valvontajaksoa EMV toimittaa verkkoyhtiöille vahvistuspäätöksen hinnoittelussa käytettävistä menetelmistä. Päätös sisältää

- verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman arvostusperiaatteet
- verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman sallitun tuottoprosentin
- verkkotoiminnan tuloslaskelman ja taseen oikaisuperiaatteet
- verkkotoiminnan tehostamistavoitteen sekä periaatteet tehostamistavoitteen soveltamiseksi hinnoittelussa. [17]

5.1.2 Nykykäyttöarvo

Sähköverkon sallittu tuotto lasketaan sähköverkon nykykäyttöarvon avulla. Nykykäyttöarvon laskentakaava on

$$NKA = \left(1 - \frac{\text{keski - ikä}}{\text{pitoaika}} \right) * JHA, \quad (5.1)$$

missä	<i>NKA</i>	= komponenttiryhmän nykykäyttöarvo
	<i>JHA</i>	= komponenttiryhmän kaikkien verkkokomponenttien yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo.
	<i>pitoaika</i>	= teknistaloudellinen pitoaika
	<i>keski - ikä</i>	= komponenttiryhmän verkkokomponenttien ikätietojen jälleenhankinta-arvoilla painotettu keskiarvo. [17]

Sähköverkon komponenttien jälleenhankinta-arvo määräytyy verkostosuosituksen KA2:03 ja Electrowatt-Ekono Oy:n tekemän yksikköhintaselvityksen mukaan. Perustellusta syystä myös yhtiökohtaisten arvojen käyttäminen on mahdollista. Vuosina 2006 ja 2007 käytettävä sähköverkon nykykäyttöarvo lasketaan

$$NKA_t = k_{t-1} * NKA_{t-1} - TP_{t-1} + I_{t-1} \quad (5.2)$$

missä	NKA_t	= verkon nykykäyttöarvo vuonna t
	k_t	= vuoden t rakennuskustannusindeksin toisen neljänneksen arvo (100 vuonna 1995)
	TP_t	= verkosta tehdyt laskennalliset tasapoistot vuonna t
	I_t	= verkkoon tehdyt investoinnit vuonna t standardikustannuksilla. [17] ¹

EMV määrittää tulevien valvontajaksojen valvontaparametrit aikaisempien jaksojen kokemusten perusteella. [17]

5.1.3 Oman ja vieraan pääoman kustannus

EMV määrittää oman pääoman tuottoprosentin CAP-mallilla (Capital Asset Pricing),

$$C_{oma} = R_r + \beta_{opo} * (R_m - R_r), \quad (5.3)$$

missä	C_{oma}	= oman pääoman kustannus, %
	R_r	= riskitön korkokanta, %
	β_{opo}	= beetakerroin
	R_m	= markkinoiden keskimääräinen tuotto, %
	$R_m - R_r$	= markkinoiden riskipremio, %. [17]

Valvontajaksolla 2005–2007 käytettävä riskitön korkokanta on Suomen valtion 5 vuoden obligaatiokorko. Riskipremio on 5 % ja velaton beetakerroin 0,3. Tuottoprosentin kaavassa on niin sanottu velallinen beetakerroin, joka lasketaan

$$\beta_{velkainen} = \beta_{velaton} \cdot \left(1 + (1 - vero) \cdot \frac{D}{E} \right), \quad (5.4)$$

missä	$\beta_{velkainen}$	= pääomarakennetta (velkaisuutta) vastaava beetakerroin
	$\beta_{velaton}$	= velaton beetakerroin
	$vero$	= yhteisöverokanta
	D/E	= pääomarakenne (korolliset velat/oma pääoma). [17]

¹ Kaavassa on mahdollisesti virhe. Oikea muoto voisi olla $NKA_t = \frac{k_{t-1}}{k_t} * NKA_{t-1} - TP_{t-1} + I_{t-1}$.

Valvontajaksolla 2005–2007 kaikkiin sähköverkkoyhtiöihin sovellettava pääomarakenne D/E on 30/70. Ensimmäisellä valvontajaksolla Energiamarkkinavirasto käyttää vieraan pääoman korkona riskitöntä korkoa korotettuna 0,6 %:n riskipreemiolla. [17]

5.1.4 Kohtuullisen tuoton laskenta

Sähköverkkoon sijoitetun omaisuuden kohtuullinen tuotto lasketaan WACC-mallilla (Weighted Average Cost of Capital) ja käyttämällä edellä määritettyjä oman ja vieraan pääoman kustannuksia. Pääoman painotettu keskikustannus on

$$WACC = C_{oma} * \frac{P_{oma}}{P_{oma} + P_{vkorollinen}} + C_{korollinen} * (1 - vero) * \frac{P_{vkorollinen}}{P_{oma} + P_{vkorollinen}}, \quad (5.5)$$

missä

$WACC$	= pääoman painotettu keskikustannus, %
C_{oma}	= oman pääoman kustannus, %
P_{oma}	= oma pääoma
$C_{korollinen}$	= korollisen vieraan pääoman kustannus, %
$P_{vkorollinen}$	= korollinen vieras pääoma. [17]

Vuonna 2006 sähköverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullinen tuottovaatimus kunnallisille laitoksille on 4,55 % ja yhtiöverovelvollisille laitoksille 4,16 % [20].

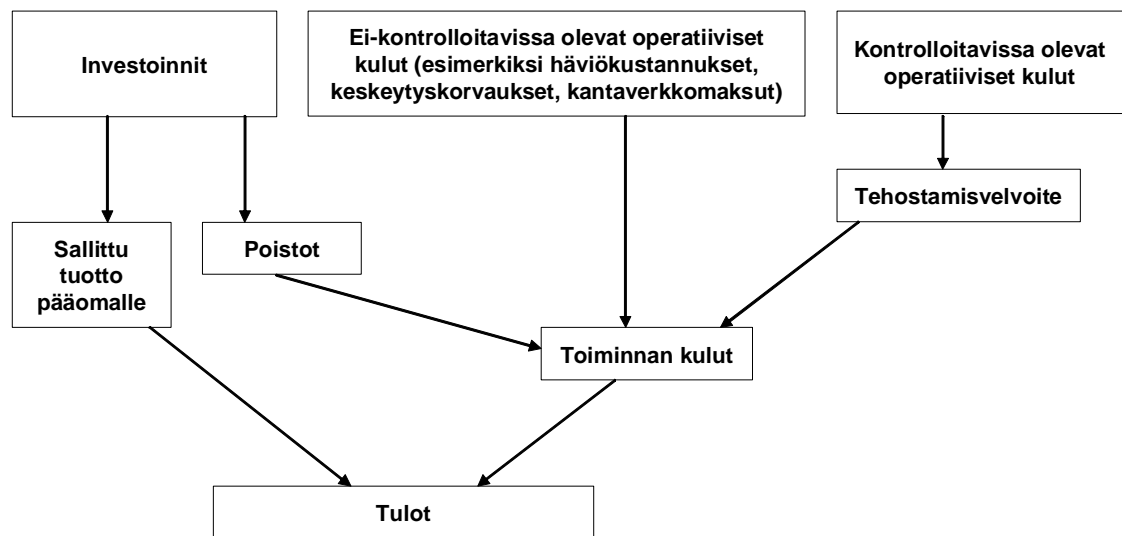
5.2 Toiminnan tehokkuus

Sähköverkkoyhtiö saa periä asiakkailta pääoman kohtuullisen tuoton lisäksi toiminnan aiheuttamat kulut. Kuluja ovat esimerkiksi verkon huollon ja ylläpidon kustannukset, häviöt sekä verkkoon sitoutuneesta pääomasta tehtävät tasapoistot.

Sähköverkkoyhtiöiden toiminnan tehokkuutta arvioidaan vertaamalla nykyisiä toiminnan operatiivisia kuluja vuosien 2000–2003 operatiivisten kulujen keskiarvoon. Kulujen vuotuinen vähentämisvelvoite on 1,3 %. Vähentämisvelvoite on määritetty tehokkaiden teollisuusyritysten vuosien 1999–2002 tehokkuuden parantumisen perusteella. Tehostamisvelvoite koskee verkonhaltijan kontrolloitavissa olevia menoja. Näitä ovat aineet, tarvikkeet, energiaostot, varastojen lisäys tai vähennys, henkilöstökulut, vuokrat, muut vieraat palvelut ja muut kulut pois lukien omaan käyttöön valmistus. Verkonhaltijan alittaessa kulujen tehostamisvaatimuksen mukaiset kulut luetaan alitus täysimääräisenä verkonhaltijan hyväksi. Kulujen ylittäessä tehokkaana pidetyn tason alenee saatava tuotto ylityksen verran. Valvonta kohdistuu koko valvontajaksoon, ei

yksittäisiin vuosiin. Jos verkonhaltijan toiminnan laajuus muuttuu vertailuajankohtaan verrattuna, lasketaan uusi kontrolloitavissa olevien kulujen vertailuluku EMV:n käyttämän mallin mukaan. [17]

Tulevaisuudessa tehokkuuden arviointiin on tarkoitus kehittää uusi malli. Malli pohjautuu mahdollisesti DEA-malliin (Data Envelopment Analysis), joka on käytössä monissa maissa ja jonka kanssa Suomessakin on tehty kehitystyötä. Kuvassa 5.1 ovat valvontajakson 2005–2007 valvontamallin pääpiirteet.



Kuva 5.1. Sähköverkkoyhtiön tulojen määräytyminen valvontajakson 2005–2007 mallin mukaan.

5.3 DEA-malli

DEA-mallin idea on verrata yritystä vastaavan toimintaympäristön tehokkaimpiin yrityksiin, ja laskea sille suhteellinen tehokkuus. EMV:n kokeilumallissa suhteellisen tehokkuuden ylittäessä 0,9 sähköverkkoyhtiö saisi hyödyntää tehokkuutensa kasvattamalla tuottoja verrattuna laskettuun sallittuun tuottoon. Jos tehokkuusluku olisi alle 0,9, katsottaisiin yrityksen toiminnan olleen tehotonta. Sallittu tuotto olisi kohtuulliseksi katsottujen kontrolloitavissa olevien operatiivisten kulujen tason ylityksen verran pienempi kuin mitä tulotaso olisi, jos yritys olisi täyttänyt tehostamisvaatimuksen. Kohtuullinen kustannustaso on

$$KK = (TL + 0,1) * OpK, \quad (5.6)$$

missä

KK	= kohtuullinen kustannustaso
TL	= DEA-analyysin avulla laskettu yhtiökohtainen tehokkuusluku
OpK	= yrityksen kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset. [46]

Tehokkuusluvun laskentaan on Suomessa käytetty kaavaa

$$Max\ DE A = \frac{u_1 * Energia + u_2 * Verkkopituus + u_3 * Asiakasmäärä + v_2 * Keskeytysaika + c}{v_1 * Kulut}, \quad (5.7)$$

missä	<i>DEA</i>	= tehokkuusluku
	<i>Energia</i>	= kulutukseen siirretyn energian määrä painotettuna jännitetasokohtaisilla valtakunnallisilla siirtohintojen keskiarvoilla
	<i>Verkkopituus</i>	= eri jännitetasojen yhteenlaskettu verkkopituus
	<i>Asiakasmäärä</i>	= käyttäjämäärä
	<i>Keskeytysaika</i>	= asiakkaiden kokonaiskeskeytysajan liukuva keskiarvo
	<i>Kulut</i>	= yrityksen kontrolloitavissa olevat operatiiviset kulut
	u_1, u_2, u_3	= mallin tuotostekijöiden painokertoimet
	v_1, v_2	= mallin panostekijöiden painokertoimet
	c	= vapaa muuttuja. [40]

5.4 Sähköverkon tuotto sähköaseman elinkaaren mallinnuksessa

EMV:n käyttämässä valvontamallissa sähköverkkoyhtiön tuotto on sidottu sähköverkkoon tehtyihin investointeihin. Sähköasemainvestointi nostaa verkon nykykäyttöarvoa ja siten sallittua tuottoa. Lisäksi yhtiö voi tehokkuudestaan riippuen periä toiminnan aiheuttamat kulut siirtomaksuissa asiakkailta. Yksittäisen sähköaseman verkkoyhtiölle tuomien tulojen laskenta on triviaali tehtävä, jos kyseinen sähköverkkoyhtiö oletetaan sopivan tehokkaaksi, eli sellaiseksi että sen toiminnan kulut ovat yhtiön rakenteen kanssa sopusoinnussa. Tällöin yhtiö voi laskuttaa sähköaseman aiheuttamat kulut suoraan asiakkailta siirtomaksuissa ja sähköasemainvestointi kasvattaa sallittua tuottoa mallin mukaisesti.

Sähköaseman vaikutus sallittuun tuottoon on esimerkissä laskettu jakamalla sähköasema neljään ryhmään: 110 kV:n kytkinlaitokseen, päämuuntajiin, keskijännitekojeistoon ja muuhun sähköasemaan. Neljännen ryhmän sallitun tuoton laskenta on ongelmallisin. Ryhmä koostuu suuresta joukosta laitteita, joilla on erilaiset elinkaaret. Näille laitteille ei kuitenkaan ole sallitun tuoton mallissa määritetty pitoaikaa tai jälleenhankinta-arvoa. Releet, ylijännitesuojat, kojeiston ohjauslaitteet, sikäli kun ne ovat kojeistokohtaisia, ja muut tiettyä pääkomponenttia palvelevat laitteet on laskettu osaksi pääkomponenttia.

6 ESIMERKKI SÄHKÖASEMAN ELINKAARESTA

6.1 Kohteen esittely

Esimerkkisähköasema on rakenteeltaan tyypillinen Helsingin keskustan sähköasema. Asema ei ole todellinen, mutta suurkaupungin sähköasemarakennetta hyvin edustava. Sen elinkaarikustannukset on laskettu edellisissä luvuissa määritettyjä arvoja käyttäen.

Sähköaseman sijoituspaikaksi on valittu maanalainen luola, ja se liittyy olemassa olevaan 110 kV:n verkkoon kahdella kaapeliyhteydellä. Aseman kaksi päämuuntajaa ovat kumpikin teholtaan 31,5 MVA. Niistä toinen hankitaan uutena, ja toinen on vanha, perushuollettu muuntaja. Uuden muuntajan sähköiset arvot ovat ABB:n käsikirjasta [1] ja vanhan muuntajan aseman rakentamivuonna perushuoltoiässä olevan muuntajan arvot.

Sähköaseman syöttämän tehon oletetaan jakautuvan tasan molemmille päämuuntajille. 110 kV:n kojeisto on 1-kiskoinen GIS-kojeisto. Keskijännitekojeisto on 2-kiskoinen GIS-kojeisto, joka koostuu 32 johtolähtökennosta, 2 syöttökennosta, 2 mittauskennosta, omakäyttökennosta, 2 ryhmäkatkaisijakennosta ja 2 ryhmäerotinkennosta. Esimerkkiaseman laitteistot ja arvioidut investoinnit ovat liitteessä 11.

Sähköaseman investointi- ja huoltokustannukset on laskettu kolmella eri uusimismallilla. Ensimmäinen tapa on käyttää kaikkia laitteita niiden teknisen iän loppuun, toinen on koota uusinnat yhteen tai kahteen isompaan uusintaan ja kolmas tapa on uusia laitteet yksilöllisten elinkaarten mukaan huomioimatta muiden laitteiden uusintaohjelmia.

6.2 Kolme tapaa suunnitella sähköaseman investoinnit

6.2.1 Malli 1: laitteiden käyttäminen mahdollisimman pitkään

Ensimmäinen malli on käyttää kaikkia laitteita niiden teknisen eliniän loppuun ja yleensä mahdollisimman pitkään. Primäärikomponenttien elinikää pyritään pidentämään perushuolloilla ja toisiokomponentit vaihdetaan vasta, kun kyseisen ikäpolven komponenttien on havaittu tulleen epäluotettavaksi. Tämän skenaarion mukainen toimintatapa on siis pyrkiä viivyttämään investointeja.

6.2.2 Malli 2: uusintojen suunnittelu ja yhdistäminen

Toinen malli on pyrkiä yhdistämään useiden laitteiden uusinta samaan hetkeen. Taavoitteen saavuttamiseksi joitakin uudistamistoimia aikaistetaan hieman ja toisia lykätään. Menetelmän hyvä puoli on, että joissain aseman elinkaaren vaiheissa suuri osa aseman laitteista on uusimisiässä, jolloin jos tarpeellista, aseman siirto toiseen paikkaan tai perustekniikan muutos on edullista toteuttaa. Uudistamistoimien yhdistäminen vähentää lisäksi tarvittavien uudistuskertojen määrää ja parantaa siten luotettavuutta. Jokainen käynti asemalla ja kojeistoille tehtävät toimenpiteet merkitsevät hetkellisesti kohonnutta vikaantumisriskiä kuten kuva 4.9 hyvin havainnollisesti osoittaa.

Sähköaseman laitteiden uusinnat on ryhmitelty siten, että aseman ollessa noin 23 vuotta vanha tehdään siellä päämuuntajan M1 uusinta ja päämuuntajan M2 perushuolto sekä perushuollot 110 kV:n kytkinlaitokselle ja keskijännitekytkinlaitokselle. Lisäksi toisiolaitteet uusitaan. Aseman ollessa noin 45 vuotta vanha uusitaan sekä primääriettä toisiolaitteet.

6.2.3 Malli 3: laitteiden uusiminen ilman suunnittelua

Kolmas malli ajoittaa uusinnat on päättää etukäteen yksittäisten laitteiden uusintaajankohdat. Nyrkkisääntö voi esimerkiksi olla päätös uusia kytkinlaitteistot aina 40 vuoden välein ja toisiolaitteet aina 20 vuoden välein. Uusintakertojen määrä on suurempi kuin kahdessa edellisessä vaihtoehdossa, ja eri laitekokonaisuuksien elinkaaret voivat olla jatkuvasti hyvinkin eri vaiheissa. Perushuoltoja ei tehdä. Primäärilaitteet uusitaan 40 vuoden iässä.

6.3 Investointikustannukset

Koska sähköasema sijaitsee maan alla, tontille ei ole määritelty erikseen kustannusta. Sen sijaan sähköasemalle täytyy louhia tila. Sähköaseman vaatiman maanalaisen tilan koon arvio on 1500 m² ja louhinta- ja rakennuskustannusten 1 000 000 euroa, mihin sisältyy myös sähköaseman kulkuteiden louhimis- ja rakentamiskustannukset. Eri uusimiskäytäntöjen vaikutusta investointitasoon on arvioitu tarkemmin esimerkin yhteenvedossa.

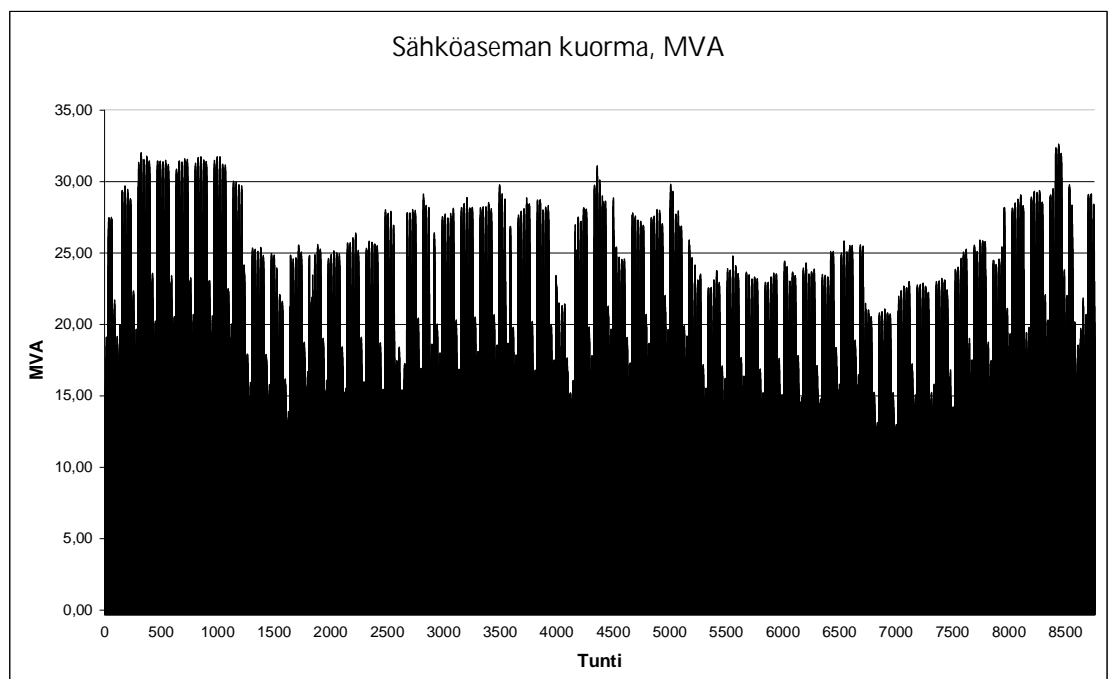
6.4 Huolto- ja ylläpitokustannukset

Huolto- ja ylläpitokustannukset on arvioitu Helsingin Energian sähköasemien huolto-ohjelman avulla. Koska laitteiden läheskään kaikkia huoltoja ei tehdä vuosittain, on kustannusten laskennassa laitteen huolto-ohjelma käynnistetty aina alusta, kun laite on uusittu tai kun sille on tehty perushuolto. Korjaavan kunnossapidon kustannukset on arvioitu Helsingin Energian sähköasemien keskimääräisten korjaavan kunnossapidon kustannusten mukaan yhdistämättä arviota keskeytyskustannusten laskennassa tehtyihin vikatodennäköisyysarvioihin.

6.5 Häviökustannukset

6.5.1 Sähköaseman kuorma

Esimerkkiaseman tuntikohtainen kuormitusprofiili on laskettu Helsingin keskustan sähköasemien maksimikuormaennusteiden, vuoden 2003 tuntikohtaisten näennäistehtöjen avulla ja olettamalla uuden aseman kuorman koostuvan kolmen naapurisähköaseman kuormista. Aseman maksimikuorman lähtöarvo 31,7 MVA ja kuorman kasvu hyvin maltillinen 0,5 %. Kuvassa 6.1 on sähköaseman kuorma ensimmäisenä vuonna. Helsingissä kuormitusennusteet tehdään sähköaseman maksimikuormalle. Tällöin kuormitusennusteella voidaan paitsi arvioida häviöitä, myös mitoittaa tarvittava naapuriasemien reserviteho ja mitoittaa verkko.



Kuva 6.1. Esimerkkisähköaseman ensimmäisen vuoden kuormitus.

6.5.2 Häviökustannukset

Häviökustannukset on laskettu kappaleen 4.5 mallin mukaan. Koska sähköasema on vain kahden päämuuntajan asema, ovat sen päämuuntajien vuotuiset käyttöajat korkeat. Häviökustannusten laskennassa käytetty käyttöaika on 8495 tuntia. Häviökerroimen arvo on 0,242. Omakäyttöhäviöiden arvona on laskuissa käytetty 300 MWh vuodessa, mikä vastaa keskustan luolaan rakennettujen sähköasemien omakäytön keskimääräistä tasoa. Sähköaseman päämuuntajien sähköiset arvot ovat taulukossa 6.1.

Taulukko 6.1. Esimerkkiaseman päämuuntajien sähköiset arvot

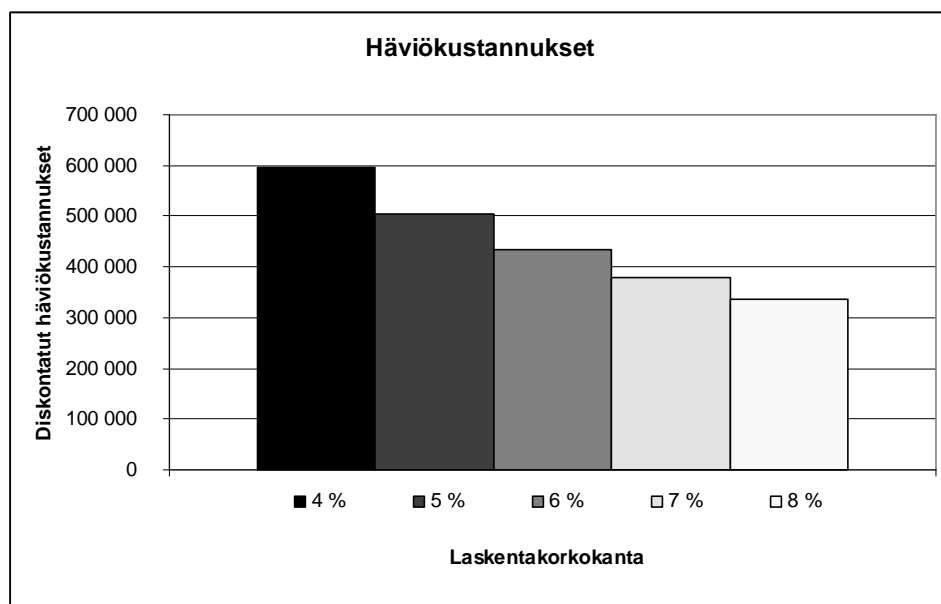
	S_n	P_0	P_k	Jäähdytys	KytKentä
M1	31,5 MVA	15,1 kW	167 kW	OFAF	YNyn10
M2	31,5 MVA	18 kW	122 kW	OFAF	YNyn10

Sähköaseman ensimmäisen toimintavuoden häviökustannusten ennuste häviölajeittain on taulukossa 6.2.

Taulukko 6.2. Esimerkkiaseman ensimmäisen vuoden häviökustannukset

M1		M2		Omakäyttö	
P_0	P_k	P_0	P_k		
4 606	3 377	5 491	2 468	10 768	EUR

Kuormitushäviöt ovat matalat verrattuna varsinkin omakäyttöhäviöihin. Sähköaseman muuntajien kuormien onkin oletettu olevan varsin matalat. Diskontatut häviökustannukset 50 vuoden ajalta eri laskentakoroilla ovat kuvassa 6.2.



Kuva 6.2. Häviökustannukset 50 vuoden ajalta viidellä laskentakorolla.

Vuotuiset häviökustannukset ovat lähes 30 000 euroa. Esimerkkiaseman 1. vuoden kokonaishäviökustannukset ovat 26 710 euroa ja 50. vuoden 30 111 euroa. Kustannusten kasvu johtuu muuntajien kuormituksen kasvusta. Häviökustannusten laskennassa ei ole otettu huomioon muuntajavaihtojen vaikutusta häviöiden tasoon. Ero vuotuisissa häviöissä noin 20 vuoden päästä on merkityksetön, kun kustannukset diskontataan nykyarvomenetelmällä.

6.6 Keskeytyskustannukset

6.6.1 Sähköaseman kaapeliyhteydet

Keskeytyskustannusten arvio on laskettu kappaleen 4.7 mallilla. Todennäköisyydet eri komponenttien vikaantumiselle ovat liitteessä 8. Keskijännitelähtöjen suojauksen vikatodennäköisyyksien laskennassa on lähdön syöttämän keskijänniteverkon pituutena käytetty keskustan keskimääräistä johtopituutta lähtöä kohti. 110 kV:n kaapeliyhteyksien pituuksina on käytetty 650 m ja 3000 m.

6.6.2 Sähköaseman asiakkaiden KAH-arvot

Esimerkkiaseman KAH-arvot on arvioitu samoin kuin sähköaseman kuorman rakenne, eli olettamalla asiakaskunnan muodostuvan naapuriasemien asiakkaista. Eripituisien keskeytysten aiheuttama haitta sähköaseman asiakkaille on laskettu käyttämällä kappaleen 4.7.5 KAH-arvoja ja uuden sähköaseman asiakasrakenteen mallia. Arvot ovat taulukossa 6.3.

Taulukko 6.3. Sähköaseman keskeytyskustannukset, kW:a.

		Keskeytyksen kesto, min			
		10	30	40	90
Kustannus, EUR/kW	Mediaani	3,13	9,38	12,50	25,79
	Maksimi	5,52	16,55	22,07	45,39

Keskeytyskustannusten laskennassa tarvittava sähköaseman keskiteho on laskettu ensimmäisen vuoden keskitehon ja maksimitehon suhteen avulla ja käyttämällä tehoker-toimena Helsingille tyypillistä 0,94:ää.

6.6.3 Vikatodennäköisyydet

Eri sähköaseman osien aiheuttamien keskeytysten todennäköisyyksien laskentamallit ovat liitteessä 12. Laskenta on tehty Rytkösen [73] laskentapohjalla. Keskeytyksen aiheuttanut vika voi suojauksen lisäksi olla 110 kV:n kojeiston kokoojakiskossa, päämuuntajassa tai keskijännitekojeiston kokoojakiskossa. Todennäköisyydet eri vioille on laskettu liitteen 8 vikataajuuksilla ja esimerkiaseman kennolukumäärillä. Vikatodennäköisyydet ovat taulukossa 6.4.

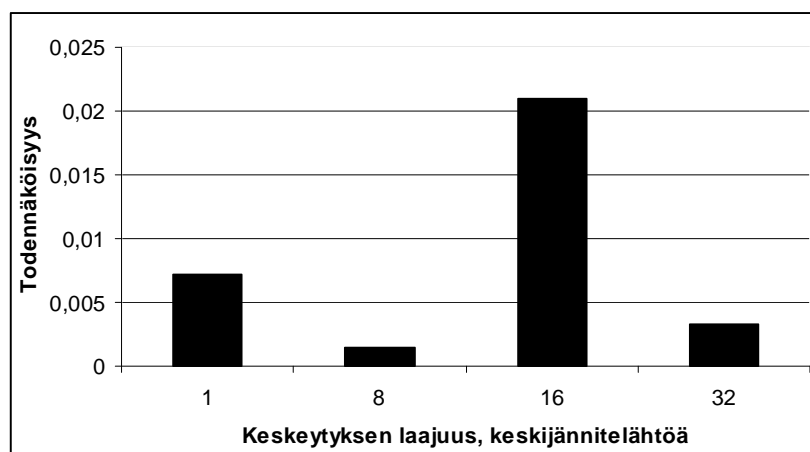
Taulukko 6.4. Vikatodennäköisyydet esimerkiaseman kokoojakiskoille ja päämuuntajille.

110 kokoojakisko	0,00144
PM 1	0,00365
PM 2	0,00365
Keskijännitekokoojakisko, PM 1	0,002
Keskijännitekokoojakisko, PM 2	0,002

Kaikkien sähköaseman vikojen todennäköisyydet ovat hyvin pieniä, joten kahden vian sattuminen samaan aikaan, suojauksen vikoja lukuun ottamatta, on jätetty huomiotta. Huomiotta on jätetty myös ylemmän tason suojauksen epäonnistuminen alemman tason suojauksen epäonnistuessa. Tällainen tapahtuma voi aiheuttaa hyvin vakavat seuraukset, mutta on hyvin epätodennäköinen. Myöskään niin sanottuja common cause failure -tapauksia ei ole käsitelty. Liitteessä 13 ovat eri sähköaseman tasojen vikaantumistodennäköisyydet sekä eri vikojen aiheuttamien keskeytysten odotettu laajuus ja kesto.

6.6.4 Keskeytyskustannukset

Keskeytysten laajuus ilmaistaan usein muuntopiiritunneilla. Esimerkissä kuorman on oletettu jakautuvan tasan kaikille johtolähdöille, ja keskeytysten laajuus on kerrottu johtolähtöjen lukumäärinä. Kuvassa 6.3 on keskeytyksen laajuuden todennäköisyysjakauma.



Kuva 6.3. Sähköasemavikojen aiheuttamien keskeytysten laajuuden todennäköisyysjakauma.

Sähköasemavian seurauksena todennäköisimmin toinen keskiännitekisko joudutaan kytkemään jännitteettömäksi. Tämä on seuraus esimerkiksi keskiännitekiskon viasta, päämuuntajan viasta, keskiännitelähdön toimimattomuudesta ja päämuuntajan suojauksen virheellisestä tai aiheettomasta toiminnasta.

Suurin osa sähköaseman vikojen aiheuttamista keskeytyksistä pystytään selvittämään noin 30 minuutissa. Se on aika, jossa aseman tilanne saadaan tarkistettua, eli selvitettyä onko kyse suojauksen virheellisestä toiminnasta vai oiko- tai maasulusta, ja tarvittaessa suorittamaan ohikytkennät vikapaikan ohitse. Jos vika koskee koko asemaa, voi varasyötön järjestäminen kestää pidempään, kuormitustilanteesta riippuen. Taulukossa 6.5 on sähköaseman eri osien vikojen aiheuttamien keskeytysten kustannusten odotusarvot.

Taulukko 6.5. Sähköaseman ensimmäisenä vuonna aiheuttamien keskeytyskustannusten odotusarvo, EUR.

	Mediaani KAH-arvot	Maksimi KAH-arvot
110 kV:n johtolähtöjen suojaus	9,61	16,97
110 kiskon suojaus	279,34	493,12
110 kV:n kisko	623,16	1 096,79
Päämuuntajakenttien suojaus	117,10	206,73
Päämuuntajat	574,19	1 013,64
Syöttökenttien suojaus	110,86	195,70
Keskiännitekisko	839,00	1 481,11
Ryhmäkatkaisijakenttä	55,37	97,75
Keskiännitelähtöjen suojaus	136,26	240,54
Yhteensä	2 744,90	4 842,36

Suurimmat kustannusriskit liittyvät päämuuntajien ja kokoojakiskojen vikoihin. Kapaleessa 4.7.14 käsitellyistä keskeytyksistä suuri osa johtui kuitenkin suojauksen toimintahäiriöistä, joten saattaa olla että mallin vikatodennäköisyydet suojausjärjestelmien toiminnalle tai niiden itsevalvonta-asteille ovat optimistiset.

6.7 Ympäristökustannukset

Sähköaseman sijoittaminen maan alle poistaa monet maanpäälliseen asemaan liittyvät haitat ympäristölle. Maisemahaitan sekä melun ja sähkömagneettisten kenttien aiheuttaman haitan voi olettaa olevan mitätön. Taulukossa 6.6 on sähköaseman pääkomponenttien ympäristökustannukset luvun 4.8 mallien mukaisesti.

Taulukko 6.6. Sähköaseman laitteiden ympäristökustannukset

	Investointi, ELU	Käyttö/vuosi, ELU
Päämuuntaja M1	90 000	8 774
Päämuuntaja M2	90 000	8 621
110 kV:n kojeisto	123 656	
Keskijännitekojeisto	4 598	
Rakennus	190 050	10 860

Päämuuntajien käytön ympäristökustannus on laskettu muuntajien keskimääräisten häviöiden mukaan. Rakennuksen käytön ympäristökustannus on laskettu omakäytösähkön kulutuksen mukaan, ja siihen sisältyvät aseman laitteiden käytön kuluttama sähkö. Keskijännitekojeiston ympäristökustannus on laskettu huomioimalla ainoastaan kojeiston katkaisijat ja releet, eli komponentit joiden ympäristöselosteet ovat saatavissa. Tulos ei selvästi ole vertailukelpoinen päämuuntajien ja 110 kV:n kojeiston ympäristökustannusten kanssa ja lienee muutenkin väärä.

6.8 Sallittu tuotto

Esimerkissä koko sähköaseman pitoaika sallitun tuoton laskennassa on 40 vuotta, jolloin laitteiden vuotuinen poisto on $1/40$ niiden hankinta-arvosta. Investoinnille saatava tuotto kattaa investoinnin kulut mallissa vasta käyttämällä noin 3–4 %:n laskentakorkoa.

Kun sallittu tuotto huomioidaan, on malli 3 sähköverkkoyhtiölle edullisin tapa suunnitella investoinnit ja malli 2 heikoin. Kuten kuitenkin jo luvussa 5 todettiin, on sallittu tuotto laskettu tavalla, joka ei aivan suoraan ole sähköverkkoyhtiöissä käytettävä, mutta joka kuitenkin perustuu EMV:n malliin.

6.9 Yhteenveto esimerkkiaseman elinkaaren hallinnasta

6.9.1 Kustannusten jakautuminen pääkomponenteille

Kaikilla kolmella investointimallilla kustannusten jakautuminen sähköaseman pääkomponenteille on hyvin samanlainen. Kaupunkikeskustan vaikeiden rakennusolosuhteiden vuoksi rakennuksen osuus sähköaseman kustannuksista on hallitseva. Taulukossa 6.7 ovat pääkomponenttien osuudet sähköaseman elinkaarikustannuksista. Rakennuksen lisäksi 110 kV:n kojeiston ja keskijännitekojeiston osuudet ovat suuret.

Taulukko 6.7. Pääkomponenttien prosenttiosuudet elinkaarikustannuksista

Komponentti	%
110 kojeisto	16
110 toisio	3
M1	2
M2	5
VKO	2
Muuntajakaapelit	1
Kj-kojeisto	14
Kj toisio	2
Valvomo	2
Kaukokäyttö	1
Apusähkö	3
Kiinteistö	41
Projekti	4
Kohdistamattomat huoltokulut	2

6.9.2 Kustannusten jakautuminen kustannuslajeittain

Suurin osa elinkaaren kustannuksista on investointikustannuksia. Alkuinvestoinnin osuus koko elinkaaren kustannuksista on peräti 80 %. Taulukossa 6.8 ovat eri kustannuslajien prosenttiosuudet elinkaarikustannuksista 6 %:n laskentakorkokannalla.

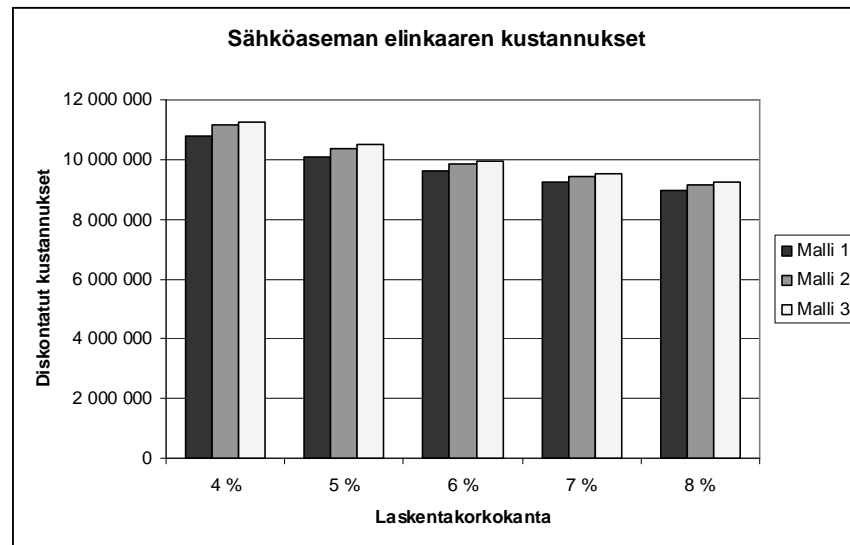
Taulukko 6.8. Prosenttiosuudet elinkaaren kustannuksista kustannuslajeittain.

Kustannuslaji	%
Investoinnit	87
Hävitys	0
Huolto	8
Häviöt	5

6.9.3 Kolmen investointien ajoitustavan vertailu

Käytetyistä investointien suunnittelumalleista edullisin vaihtoehto on pyrkiä käyttämään laitteita mahdollisimman pitkään. Investointien ajoituksen huolelliseen suunnitteluun perustuvan mallin kustannukset ovat hieman korkeimmat ja ilman suunnittelua toteutettujen investointien mallin kustannukset ovat kaikkein korkeimmat. Koska

alkuinvestoinnin osuus on hyvin merkittävä, eivät erot vaihtoehtojen välillä ole suuret. Kuvassa 6.4 ovat elinkaaren kokonaiskustannukset viidellä eri laskentakorkokannalla.



Kuva 6.4. Sähköaseman elinkaaren kustannukset.

Vertailun perusteella ei kuitenkaan voi sanoa juuri mitään eri investointien suunnittelumallien keskinäisestä paremmuudesta. Esimerkiksi noin puolet kustannuserosta malli 1:n ja malli 2:n välillä johtuu LVIS-järjestelmän uusintakustannuksista. Malli 1:ssä LVIS-järjestelmät uusitaan 50 vuoden jälkeen. Malli 2:ssa ne uusitaan ensin aseman suurremontissa 23 vuoden jälkeen ja uudestaan aseman primäärilaitteiden vaihdon yhteydessä 45 vuoden jälkeen. Seuraavaksi merkittävin tekijä on valvomon ATK-järjestelmien uusiminen. Malli 1:ssä ne uusitaan 5 vuoden välein ja malli 2:ssa 10 vuoden välein.

Liitteessä 14 ovat sähköaseman eri järjestelmien iät 50 vuoden jälkeen. Kun niitä tarkastelee, voi havaita että malli 1:n toteuttaminen ei käytännössä ole järkevää. Esimerkiksi 110 kV:n kojeiston ohjausjärjestelmät olisi uusittu 10 vuotta ennen primäärilaitteita ja keskijännitekojeisto 5 vuotta ennen kojeiston releitä. Sähköasemalla tehtiin laitteiden uusimisia 50 vuoden aikana ensimmäisissä mallissa 11 kertaa, toisessa mallissa 12 kertaa ja kolmannessa mallissa 14 kertaa.

Investointien ajoittamisen suunnittelulla voi saavuttaa säästöjä, mutta suoraviivainen kustannusten laskenta ja diskonttaaminen ei onnistu, vaan tarvitaan joko tässä käytetyjä menetelmiä kehittyneempi laskentaohjelma tai huolellinen tulosten tutkiminen ja tulkinta, mieluiten molemmat.

7 Esimerkki päämuuntajan perushuoltopäätöksestä

7.1 Perushuollon tarve

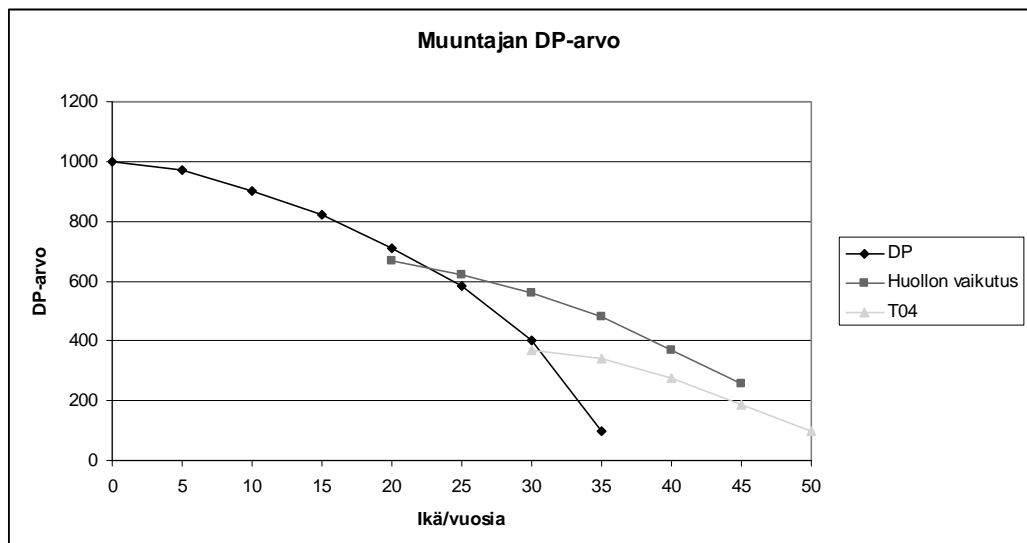
7.1.1 Perushuolto

Päämuuntajan perushuolto on suurehko operaatio, joka alkaa muuntajan irrottamisella verkosta ja kuljetuksella huoltopaikalle. Perushuollossa muuntajassa havaitut viat korjataan, käämit kiristetään ja paperieristykset kuivataan. Huoltoa varten muuntaja tyhjennetään öljystä ja aktiiviosa nostetaan säiliöstä. [88]

Perushuollossa muuntajalle tehdään kolmenlaisia toimenpiteitä. Muuntajan kunto tarkastetaan perusteellisesti, sen elinikää pyritään pidentämään hidastamalla muuntajan vanhenemista ja muuntajaa parannetaan vaihtamalla vanhaa tekniikkaa uuteen ja lisäämällä siihen uusia järjestelmiä.

7.1.2 DP-arvo

Paperin mekaanista lujuutta kuvaava DP-arvo on tärkein suure, kun arvioidaan muuntajan jäljellä olevaa teknistä elinikää. Uuden muuntajan DP-arvo on noin 1000–1300, ja sen pudotessa arvoon 150–200 alkaa eristepaperi olla liian haurasta ja riskit läpilyönneille muuntajan sisällä alkavat olla hyvin suuret [88]. Oikein ajoitetulla perushuollolla eristepaperin kiihtynyttä haurastumista voi hidastaa ja muuntajan jäljellä olevaa elinikää pidentää. Muuntajan ikääntyessä DP-arvo kehittyy kuvan 7.1 mukaan



Kuva 7.1. Muuntajan perushuollon vaikutus DP-lukuun. [54]

DP-arvon mittaaminen vaatii muuntajan avaamista, ja yleensä mittaaminen tehdään ainoastaan perushuollon yhteydessä. DP-arvon muutosta voi arvioida useilla menetelmillä, esimerkiksi muuntajaöljyn erilaisilla mittauksilla.

7.2 Perushuollon kannattavuus

7.2.1 Perushuollon kannattavuuden laskenta

Perushuollon kannattavuuteen vaikuttavat perushuollon kustannus, perushuollolla saavutettavat vuotuiset säästöt, uuden muuntajan investointi- ja romutuskustannusten lykkääntyminen sekä uuden ja vanhan muuntajan häviökustannusten erotus [88]. Vuotuiset säästöt ovat lähinnä muuntajan vikaantumisen todennäköisyyden pienentymisen synnyttämiä säästöjä odotetuissa keskeytys- ja viankorjauskustannuksissa.

Perushuollon kannattavuus lasketaan

$$\text{Kannattavuus} = -C_{PH} + \Delta C_i + \Delta C_d + \Delta C_m + \Delta C_l, \quad (7.1)$$

missä C_{PH} = perushuollon kustannus
 ΔC_i , ΔC_m , ΔC_d ja ΔC_l
 = muutokset muuntajan investointi- huolto-, hävitys- ja häviökustannuksissa. [88]

Lisäksi tulisi huomioida muutokset keskeytys- ja ympäristökustannuksissa. Kustannusmuutoksen voi laskea nykyarvomenetelmällä. Muutos investointi- ja hävityskustannuksissa on

$$\Delta C_i + \Delta C_d = (C_i + C_d) \left[\frac{1}{(1+r)^a} - \frac{1}{(1+r)^{a+b}} \right], \quad (7.2)$$

missä r = laskentakorkokanta
 a = muuntajan odotettu elinikä ilman perushuoltoa
 b = perushuollolla saavutettu odotettu eliniän lisäys.

Muutos huoltokustannuksissa on

$$\Delta C_m = \sum_{t=0}^a \left[\frac{1}{(1+r)^t} (C_{m-a}(t) - C_{m-b}(t)) \right] + \sum_{t=a+1}^{a+b} \left[\frac{1}{(1+r)^t} (C_{m-c}(t) - C_{m-b}(t)) \right], \quad (7.3)$$

missä $C_{m-a}(t)$ = huoltamattoman muuntajan huoltokulut
 $C_{m-b}(t)$ = huolletun muuntajan huoltokulut
 $C_{m-c}(t)$ = uuden muuntajan huoltokulut,

ja muutos häviökustannuksissa on

$$\Delta C_l = \sum_{t=a+1}^{a+b} \left[\frac{1}{(1+r)^t} (C_{l_c}(t) - C_{l_b}(t)) \right], \quad (7.4)$$

missä $C_{l_c}(t)$ = uuden muuntajan häviökulut
 $C_{l_b}(t)$ = vanhan (huolletun) muuntajan huoltokulut.

7.2.2 Perushuollon vaikutus investointi-, hävitys- ja häviökustannuksiin

Perushuollon kannattavuuteen vaikuttaa pidennys muuntajan eliniässä. Riippuen muuntajan kuormitushistoriasta, käyttöpaikasta ja perushuollon ajoituksesta eliniän pidennys on noin 5–20 vuotta. Tässä esimerkissä perushuollon kannattavuutta on arvioitu käyttämällä perushuollon hintana 50 000 ja 85 000 euroa ja uuden päämuuntajan hintana 385 000 euroa, sisältäen asennukset ja kuljetukset käyttö- ja huoltopaikalle. Häviöt on laskettu luvun 6 esimerkin muuntajien P_k - ja P_0 -arvoilla ja kuormituksella. Perushuolto on oletettu tehtäväksi 20 vuoden iässä, ja muuntajan jäljellä olevana elinikänä ilman perushuoltoa on käytetty 15:tä vuotta. Taulukossa 7.1 ovat perushuollon aiheuttamat muutokset kustannuksissa ΔC_i ja ΔC_l , kun muuntajan eliniän pidentymiseksi on oletettu 5, 10, 15 ja 20 vuotta. Laskentakorko on 6 %.

Taulukko 7.1. Perushuollon vaikutukset muuntajan diskontattuihin investointi-, hävitys- ja häviökustannuksiin euroissa.

	Eliniän pidennys, vuotta			
	5	10	15	20
ΔC_i	12 660	22 120	29 189	34 472
ΔC_d	127	221	292	345
ΔC_l	-313	-597	-850	-1 073
Yhteensä	12 473	21 745	28 631	33 744

Taulukkoon 7.2 on laskettu kuinka paljon vuotuisissa huoltokuluissa tulisi säästää perushuollon ansiosta huollon jälkeisten 15 vuoden aikana, jotta perushuolto olisi kannattava. Tämän jälkeen huoltamaton muuntaja vaihdettaisiin uuteen. Uuden muuntajan huoltokustannusten voi olettaa olevan vanhaa, huollettua muuntajaa alhaisemmat, mutta tämä on jätetty yksinkertaisuuden vuoksi huomioimatta, eli kaavan 7.3 jälkimmäinen termi on oletettu nolaksi.

Taulukko 7.2. Perushuollon vaikutus muuntajan huoltokustannuksiin euroissa.

Eliniän pidennys	5	10	15	20
Perushuollon hinta	$-C_{PH} + \Delta C_i + \Delta C_d + \Delta C_l$			
50 000	-37 527	-28 255	-21 369	-16 256
85 000	-72 527	-63 255	-56 369	-51 256
	ΔC_m vuodessa			
50 000	3 864	2 909	2 200	1 674
85 000	7 468	6 513	5 804	5 277

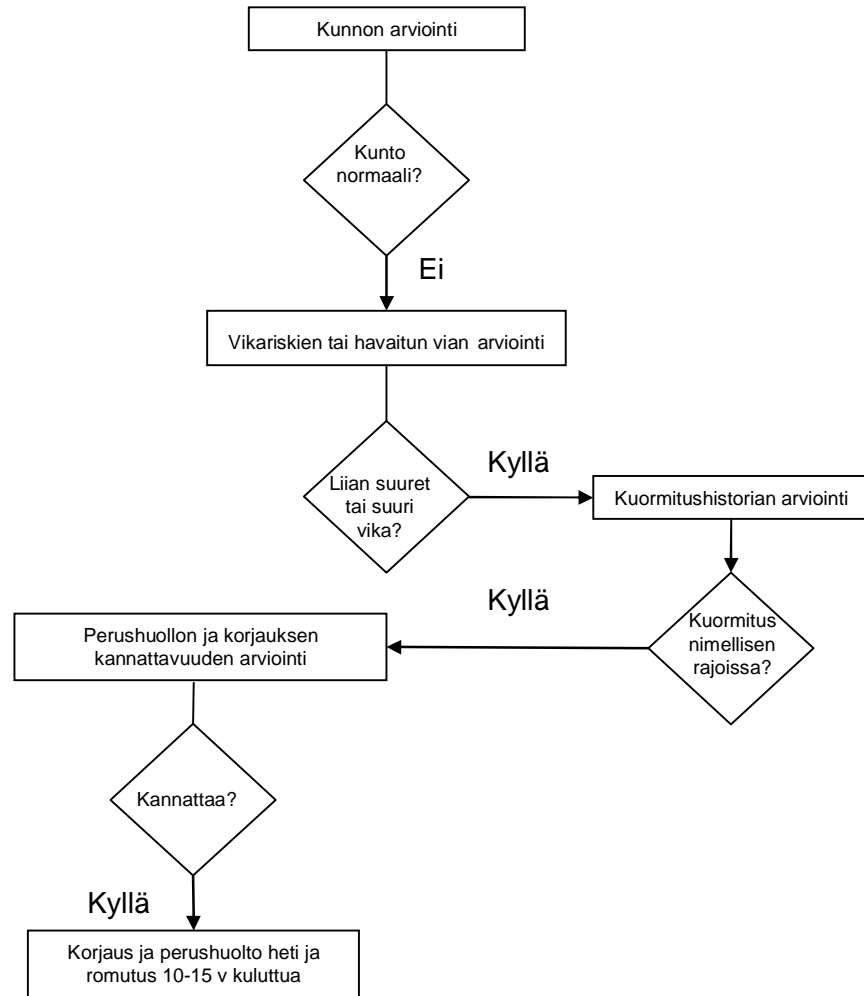
7.2.3 Muutokset keskeytyskustannuksissa

Perushuoltopäätöstä tehtäessä voi, ja pitää ottaa huomioon myös odotetut muutokset keskeytyskustannuksissa. Perushuollossa muuntaja tutkitaan huolellisesti, ja huollon jälkeen sen vikaantumistodennäköisyys on oletettavasti matalampi kuin huoltamattoman muuntajan. Takalan [88] kokoama aineisto tukee tätä päätelmää. Muuntaja on pidempään kuvan 4.8 kylpyammekäyrän vaakasuoralla osuudella. Muuntajan elinkaaren ehtoopuolen korkean vikaantumisriskin vuodet ja uuden muuntajan käyttöönottoon liittyvät vikaantumisriskit siirtyvät myöhemmäksi. Taulukossa 6.5 ovat vuotuiset odotusarvot päämuuntajien vikaantumisista aiheutuneille keskeytyskustannuksille. Yhden muuntajan vikojen keskeytyskustannusten odotusarvo on noin 290 euroa vuodessa, olettaen että muuntajan vikaantuessa sen syöttämä kuorma saadaan siirrettyä sähköaseman toiselle muuntajalle. Jos muuntajan vikaantumistodennäköisyyden arvioi kasvavan elinkaaren lopulla kaksinkertaiseksi, on viimeisten käyttövuosien vikaantumistodennäköisyys tasoa 0,007 ja odotusarvo keskeytyskustannuksille noin 580 euroa. Pitää myös muistaa, että perushuolto on yksi riskitekijä muuntajan toiminnan kannalta.

7.3 Esimerkki päämuuntajan perushuollosta

7.3.1 Johdanto

Esimerkissä esitellään yhden päämuuntajan perushuolto. Perushuoltopäätös käydään läpi soveltaen kuvan 3.1 päätöksentekokaaviota.



Kuva 7.2. Perushuoltopäätöksen päätöksentekokaavio.

7.3.2 Perushuoltopäätös

Päämuuntajan öljyn kaasuanalyysin arvot antoivat aiheen siirtää muuntaja tehostettuun tarkkailuun – muuntajan kunto ei välttämättä ollut normaali. Lisätutkimukset osoittivat, että muuntajassa todennäköisesti oli vakava vika. Muuntajan kunto ei ollut normaali, ja lisäksi vikaantumisriski oli korkea. [28]

Muuntajan kuormitus oli ollut nimellisen rajoissa. Muuntajan ikä oli päätöshetkellä 23 vuotta. Muuntajalla oli näin ollen käyttöikää jäljellä vielä noin 20 vuotta. Noin 20 vuotta on sopiva ikä kuivata normaalikäytössä olleen muuntajan käämien eristeet.

Testitulosten perusteella muuntajassa oleva vika arvioitiin sellaiseksi, että sen korjaaminen oli mahdollista. Muuntajan perushuolto ja korjaus todettiin kannattavaksi investoinniksi. [28]

Muuntajan avaamisen jälkeen muuntajan vika todettiin vakavaksi, mutta sellaiseksi että sen korjaaminen oli mahdollista ja kannattavaa. Korjauksen yhteydessä muuntajan paperieristeet kuivattiin ja käämit kiristettiin. Muuntajan käyttövarmuutta parannettiin huoltamalla ja vaihtamalla suoja- sekä muita oheislaitteita. [28]

Perushuollolla ja korjauksella muuntajan elinikää saatiin todennäköisesti pidennettyä ainakin 15 vuotta, mahdollisesti jopa yli 20 vuotta.

7.4 Yhteenveto päämuuntajan perushuollosta

Päämuuntajan eliniän pidentyminen ja pienemmät huoltokustannukset eivät kappaleen 7.2 laskelmien mukaan riitä tekemään perushuollosta kannattavaa investointia. Käytämällä toisia lähtöarvoja voivat tulokset olla erilaiset. Esimerkiksi Takalan [88] mukaan perushuolto on kannattava investointi.

Strömbergin ennen vuotta 1965 valmistamia muuntajia koskeneen tutkimuksen mukaan 62 % muuntajien vaihdoista johtui strategisista syistä, 21 % teknisistä syistä ja 7 % taloudellisista syistä [88]. Suurin osa muuntajavaihdoista ei siis johtunut muuntajan rikkoutumisesta tai vanhenemisen aiheuttamista kasvaneista toimintariskeistä vaan muuntajan sopimattomuudesta vanhalle käyttöpaikallensa. Jos muuntaja siirrettäisiin joka tapauksessa uuteen käyttöpaikkaan, on perushuolto kannattavampi kuin kappaleen 7.2 esimerkissä. Muuntaja olisi kuitenkin täytynyt kuljettaa uuteen paikkaan ja tehdä tarvittavat asennukset. Perushuolto on kannattavampaa, kun tarkastellaan yhtiön koko muuntajapopulaatiota yksittäisten muuntajien sijaan.

Tapaus erikseen ovat vielä kappaleen 7.3 esimerkin kaltaiset tapaukset, joissa ilman perushuoltoa muuntaja olisi saattanut ajautua toimintakelvottomaksi jo muutaman vuoden kuluessa. Perushuollolla saavutettu eliniän lisäys voi olla jopa yli 20 vuotta.

8 YHTEENVETO

Sähköasemat ovat sähköverkon arvokkaimpia yksittäisiä kohteita. Ne ovat myös merkittäviä solmupisteitä, joiden toimivuus on luotettavan sähkönjakelun peruspilareita.

Yleisen mallin luominen sähköasemasta ja sen laitekokonaisuuksista ei ole mahdollista. Tiedetyt laitekokonaisuudet ovat asemille yhteisiä, mutta niiden rakenne vaihtelee hyvin paljon riippuen niiden iästä, asemalle asetetuista luotettavuusvaatimuksista, aseman syöttämästä kuormasta, aseman syöttämän alueen laajuudesta ja aseman sijainnista – vain joitakin tekijöitä mainitakseni.

Sähköaseman peruskomponentit ovat:

- yläjännitepuolen kytkinlaitos suojaus- ja automaatiolaitteineen
- päämuuntajat suojaus- ja automaatiolaitteineen
- keskijännitekytkinlaitos suojaus- ja automaatiolaitteineen
- sähköaseman valvomo
- kaukokäyttö
- omakäyttö
- sähköasemarakennus.

Suojaus- ja automaatiolaitteet sekä aseman käyttö paikallisesti ja kaukokäytöllä perustuvat yhä enenevissä määrin integroituihin ratkaisuihin. Kytkeinlaitosten koko on pienentynyt ilmaa parempien eristeiden käytön seurauksena. Sähköaseman laitteet koostuvat yhä enemmän moduuliratkaisuista.

Sähkönjakelun luotettavuuden merkitys on kasvanut sähkölaitteiden määrän kasvaessa ja ihmisten luottamuksen jatkuvaan sähkönjakeluun ollessa yhä suurempi. Pitkistä sähkökatkoista koituu suurta haittaa kotitalouksille, teollisuuslaitoksista ja palvelusektorista puhumattakaan. Sähkökatkot ovat varma negatiivisen julkisuuden lähde sähköverkkoyhtiöille. Sähköverkkoyhtiöiden toimintaa ja kustannustasoa seurataan tarkemmin kuin ennen. Verkkoyhtiöiden omistuksen alettua siirtyä yksityisille on kohtuullisen hintatason valvonta tullut entistä tärkeämmäksi. Julkisen palvelun sijaan verkkotoiminta on entistä selvemmin liiketoimintaa. Hinnoittelua valvoo valtakunnallinen viranomainen, Energiamarkkinavirasto.

Suurkaupungin keskustassa sijaitsevan sähköaseman merkittävimmät kustannukset ovat sähköasemarakennuksen kustannukset. Esimerkissä niiden osuus koko elinkaaren kustannuksista on yli 40 %. Niiden osuus on suurin sekä investointi- että huolto- ja ylläpitokustannuksista.

Sähköaseman elinkaaren suunnittelussa eri laitekokonaisuuksista vastaavien tahojen yhteistyö on tärkeää. Tällöin laitteiden uusinnat on mahdollista yhdistää suuremmiksi kokonaisuuksiksi. Jos esimerkiksi tiedetään toisiolaitteen uusinnan olevan tarpeen viiden vuoden sisällä ja ensiolaitteen kymmenen vuoden kuluessa, voi harkita mahdollisuuksia viivyttää toisiolaitteen uusintaa tai aikaistaa ensiolaitteen uusintaa.

Sähköaseman elinkaaren kustannusten minimointi vaatii vahvaa tietämystä sähköaseman laitteista ja niiden huoltotoimenpiteistä. Elinkaaren kustannusten laskeminen taulukkolaskentaohjelmalla ei anna kattavia tuloksia. Lisäksi sähköaseman elinkaarikustannusten laskennassa olisi otettava huomioon yhteiskunnalle aiheutuvat kustannukset. Olisi hyvä laskea keskeytyksistä aiheutuva haitta mahdollisimman tarkasti ja tehdä ainakin jonkinlainen arvio eri investointivaihtoehtojen ympäristölle aiheuttamista kustannuksista. Sähköaseman laitteiden käyttöikä ja niiden huolto vaikuttavat laitteiden luotettavuuteen. Tässä käytetyillä menetelmillä luotettavuuden riippuvuutta käyttöiästä tai huoltotoimista ei voi mallintaa.

LÄHDELUETTELO

- [1] ABB: Teknisiä tietoja ja taulukoita -käsikirja. Saatavissa internetissä osoitteessa www.abb.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [2] ABB: Environmental product declaration. HD4. HD4-katkaisijan ympäristövaikutusten arviointi. Saatavissa internetissä osoitteessa www.abb.com. Viitattu 31.3.2006.
- [3] ABB: Environmental product declaration. Protective relays SPACOM 100 series. SPACOM 100 -sarjan releen ympäristövaikutusten arviointi. Saatavissa internetissä osoitteessa www.abb.com. Viitattu 31.3.2006.
- [4] ABB: Umwelt produkt deklaration. GIS typ ELK 14 für 245 kV. ELK 14 -kojeiston ympäristövaikutusten arviointi. Saatavissa internetissä osoitteessa www.abb.com. Viitattu 31.3.2006.
- [5] Alhola, Kari ja Lauslahti, Sanna: Laskentatoimi ja kannattavuus. WS Bookwell Oy, Porvoo 2000.
- [6] Aro, Martti; Elovaara, Jarmo; Karttunen, Martti; Nousiainen, Kirsi ja Palva, Veikko: Suurjännitetekniikka. Gummerus Kirjapaino Oy, Jyväskylä 2003. 520 s.
- [7] Backes, Jürgen; Osterholt, André ja Zimmermann, Werner: Economical and reliability impact of different urban supply concepts. 2000. 8 s.
- [8] Balducci, P. J; Roop, J. M; Schienbein, L. A; DeStee, J. G ja Weimar, M. R: Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, Sectors, and U.S. Economy. Pacific Northwest National Laboratory, Washington 2002. Saatavissa internetissä osoitteessa economic-analysis.pnl.gov. Viitattu 10.11.2005. 18 s.
- [9] Bartley, William H: Life cycle management of utility transformer assets. 2002. 17 s.
- [10] Billinton, Roy ja Allan, Ronald N: Reliability evaluation of power systems. Plenum Press, New York 1996. 514 s.
- [11] Bollen, Math H. J: Understanding power quality problems. IEEE, New York 2000. 543 s.
- [12] Brown, Richard E: Electric power distribution reliability. Marcel Decker, Inc. New York 2002.
- [13] Clemen, Robert T: Making hard decisions. Brooks/Cole Publishing Company, Yhdysvallat 1996. 664 s.
- [14] Elovaara, Jarmo: SM-kentät sähkövoimajärjestelmässä. Sähkönsiirtojärjestelmät-kurssin luento 15.11.2005.

- [15] Elovaara, Jarmo ja Laiho, Yrjö: Sähkölaitostekniikan perusteet. Valopaino Oy, Helsinki 1999. 487 s.
- [16] Energiamarkkinavirasto: Jakeluverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton laskenta. Muistio. 2004. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [17] Energiamarkkinavirasto: Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2005–2007. 2004. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [18] Energiamarkkinavirasto: Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [19] Energiamarkkinavirasto: Sähköverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullinen kustannus vuodelle 2005. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [20] Energiamarkkinaviraston www-sivut. www.energiamarkkinavirasto.fi.
- [21] Eväsoja, Leena: Tievalaistuksen elinkaarimalli. Diplomityö. TKK 2004. 84 s.
- [22] Girgis, Ramsis; Ploetner, Christoph; Papp, Klaus ja Verner, Jane Ann: Environmental impact of audible sound produced by transformers and reactors. Technical presentation. IEEE/PES Transformers committee 2006. Saatavissa internetissä osoitteessa www.transformerscommittee.org. Viitattu 31.3.2006.
- [23] Gulski, E; Smit, S. S et al: Decision support for life time management of HV infrastructures. CIRED 2005. 5 s.
- [24] Haahtela, Yrjänä ja Kiiras, Juhana: Talonrakennuksen kustannustieto 2003. Tammer-Paino Oy, Tampere 2003. 388 s.
- [25] Harpila, Tiina: Sähköasemaprojektion kehittäminen Helsingin Energiassa. Diplomityö. LTY 2005. 84 s.
- [26] Heathcote, Martin J. (toim.): The J & P transformer book. Biddles Ltd, Iso-Britannia 2003. 12. painos. 945 s.
- [27] Helsingin Energia: Esittelymateriaalia.
- [28] Helsingin Energia: Sisäinen huoltomuistio.
- [29] Helsingin Energia: Vuosikertomus 2004. Saatavissa internetissä osoitteessa www.helsinginenergia.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [30] Hendrickson, Chris: Project management for construction. Version 2.1. Saatavissa internetissä osoitteessa www.ce.cmu.edu. Viitattu 10.11.2005.
- [31] Hietanen, Maila; von Nandelstadh, Patrick ja Alanko, Tommi: Sähkömagneettiset kentät työympäristössä. Työympäristötutkimuksen raporttisarja 14. Työterveyslaitos 2005. 46 s. Saatavissa internetissä osoitteessa www.ttl.fi. Viitattu 31.3.2005.

- [32] Hilber, Patrik: Effects of correlation between failures and power consumption on customer interruption cost. Asset management on power systems -kurssin esitelmä. TKK 2005.
- [33] Hokkanen, Jari: Sähkönjakeluverkon jälleenhankinta-arvon määrittäminen. Diplomityö. LTKK 2000. 127 s.
- [34] Hyvärinen, Markku: Päämuuntajien häviöiden kapitalisointi. Helsingin Energian sisäinen muistio. Helsinki 2000. 5 s.
- [35] Hytönen, Kari: Sähköverkoston luotettavuussuureiden tilastointi ja luotettavuuden arviointi. Diplomityö. TKK 1970. 118 s.
- [36] Junnila, Seppo: The environmental impact of an office building throughout its life cycle. Väitöskirja. TKK 2004. 52 s.
- [37] Järvenpää, Teemu: Helsingin kantakaupungin sähköasemien muuntajien valinta. Diplomityö. TKK 1983. 124 s.
- [38] Järventausta, Pertti; Mäkinen, Antti; Kivikko, Kimmo; Partanen, Jarmo; Lassila, Jukka ja Viljainen, Satu: Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005. 43 s.
- [39] Järventausta, Pertti; Mäkinen, Antti; Nikander, Ari; Kivikko, Kimmo; Partanen, Jarmo; Lassila, Jukka; Viljainen, Satu ja Honkapuro, Samuli: Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2003. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005. 171 s.
- [40] Järventausta, Pertti: Sähkömarkkinat-kurssin opintomateriaali. TTY. Saatavissa internetissä osoitteessa svtf43.ee.tut.fi/. Viitattu 10.11.2005.
- [41] Järvi, Seppo ja Metso, Anu: Yksikköhintojen määrittely sähköverkon osille. Loppuraportin esittelykalvot 2004. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [42] Kezunovic, Mladen ja Popovic, Tomo: Developing future substation automation strategies: selecting appropriate IEDs and developing new applications. International Energy Journal 2005.
- [43] Kinnunen, Markku: Sähkönjakeluverkon tuntihäviöiden ja markkinaperusteisen häviökustannuksen mallinnus. Licensiaattityö. TKK 2002. 156 s. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [44] Kiuru, Jari: Sähköaseman ohjausjärjestelmän toteutustekniikka. Insinöörityö. Helsingin teknillinen oppilaitos 1993.
- [45] Kivikko, Kimmo: Keskeytystilastoinnin kehittäminen osana sähkön laadun seurantaa. Diplomityö. TTKK 2002.

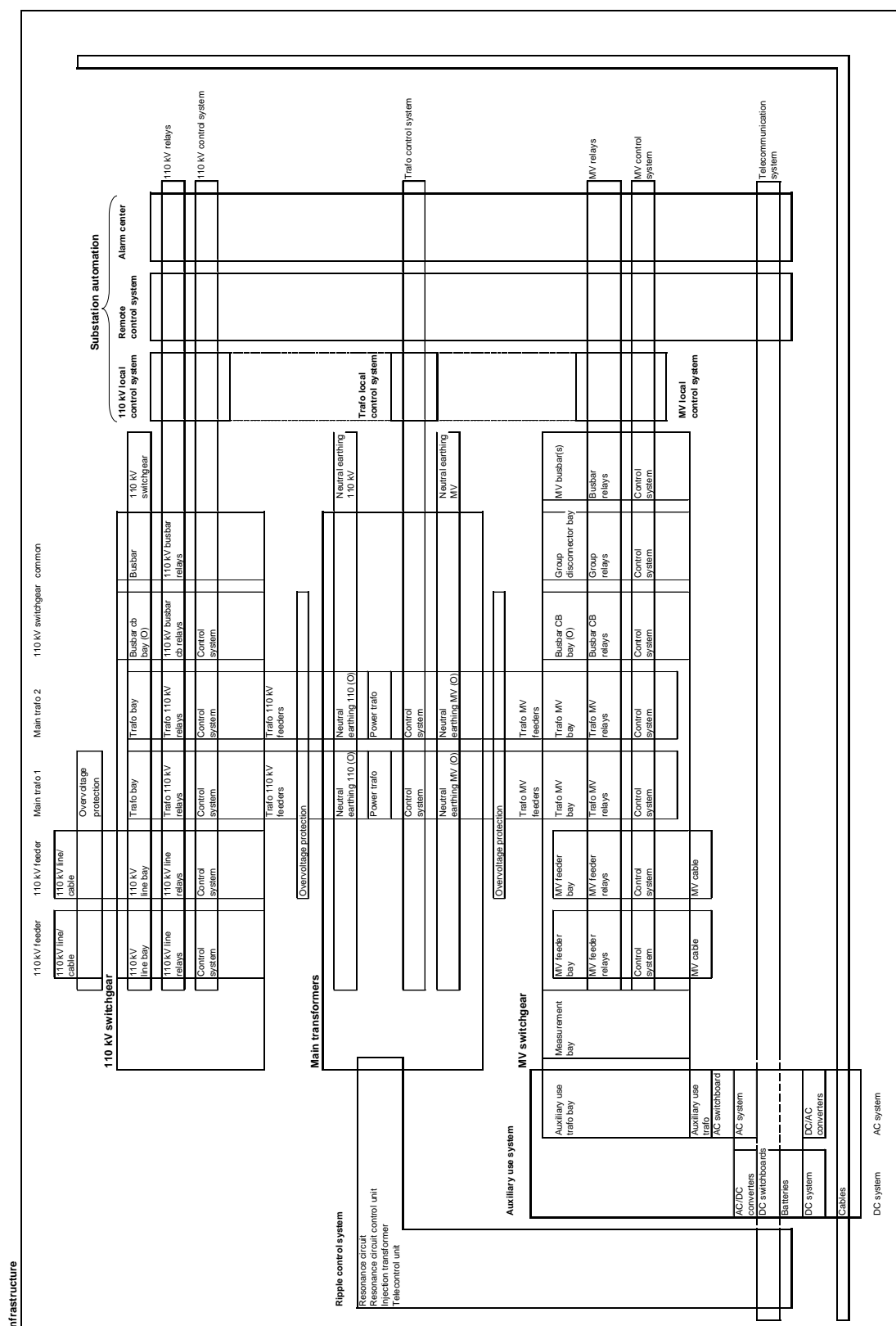
- [46] Korhonen, Pekka; Syrjänen, Mikko ja Tötterström, Mikael: Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan kustannustehokkuuden mittaaminen DEA-menetelmällä. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2000. 140 s. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energiamarkkinavirasto.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [47] Koskinen, Mikko: Sähköaseman kiskojärjestelmän valinta. Diplomityö. TKK 1985. 79 s.
- [48] Koskiniemi, Tomi: Ydinvoimalaitoksen varalla olevien turvallisuusjärjestelmien määräaikaistestauksen riittävyys ja kattavuus. Diplomityö. LTY 2004. 78 s.
- [49] Lakervi, E ja Holmes E. J: Electricity distribution design. Short Run Press Ltd. Exeter 1998. 325 s.
- [50] Lassila, Jukka; Viljainen, Satu ja Partanen, Jarmo: Investoinnit sähkön siirron hinnoittelussa. Tutkimusraportti. LTKK 2002. Saatavissa internetissä osoitteessa www.ee.lut.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [51] Lehtinen, Jouni: Sähkönjakeluverkon investointien kannattavuuden arviointimenetelmän kehittäminen. Diplomityö. TTKK 1996. 86 s.
- [52] Lehtinen, Viljami: Elinkaarianalyysin vaikutukset suurmuuntajien ominaisuuksiin Suomen olosuhteissa. Diplomityö. TTKK 1998. 152 s.
- [53] Lehtomäki, E; Mäkinen, A; Parvio, L; Salminen, H; Seesvuori, R. ja Seppälä, A: Jakeluverkon sähkön laadun arviointi. Sener. Helsinki 2001. 44 s.
- [54] Lehtonen, Matti: On the optimal strategies of condition monitoring and maintenance allocation in distribution systems. Julkaisematon. 5 s.
- [55] Lehtonen, Matti ja Pohjanheimo, Pasi: Sähköasemamittauksiin perustuva jakeluverkon komponenttien lämpörasitusten seuranta ja tjs-analyysi. TKK.
- [56] Lehtoviita, Jorma: Ennustevirheiden vaikutukset sähköasemiin ja -verkkoihin. Diplomityö. TKK 1984. 138 s.
- [57] Liikenne- ja viestintäministeriö: Kohti kestäväää ja terveellistä liikennettä. Liikenne- ja viestintäministeriön ohjelmia ja strategioita 3/2001.
- [58] Loukkalahti, Mika: Helenin relesuojien kriittisyys vikatapauksissa. Helsingin Energian sisäinen muistio 2004.
- [59] Maanmittauslaitos: Kiinteistöjen kauppahintatilasto 2003. 82 s. Saatavissa internetissä osoitteessa www.maanmittauslaitos.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [60] McDonald, John D. (toim.): Electric power substations engineering. CRC Press LLC, Yhdysvallat 2003.
- [61] Monni, Markku: Sähkölaitos asentajan ammattioppi 3. Laine Direct Oy 2003. 188 s.
- [62] Mörsky, Jorma: Relesuojaustekniikka. Karisto Oy, Hämeenlinna 1992. 459 s.

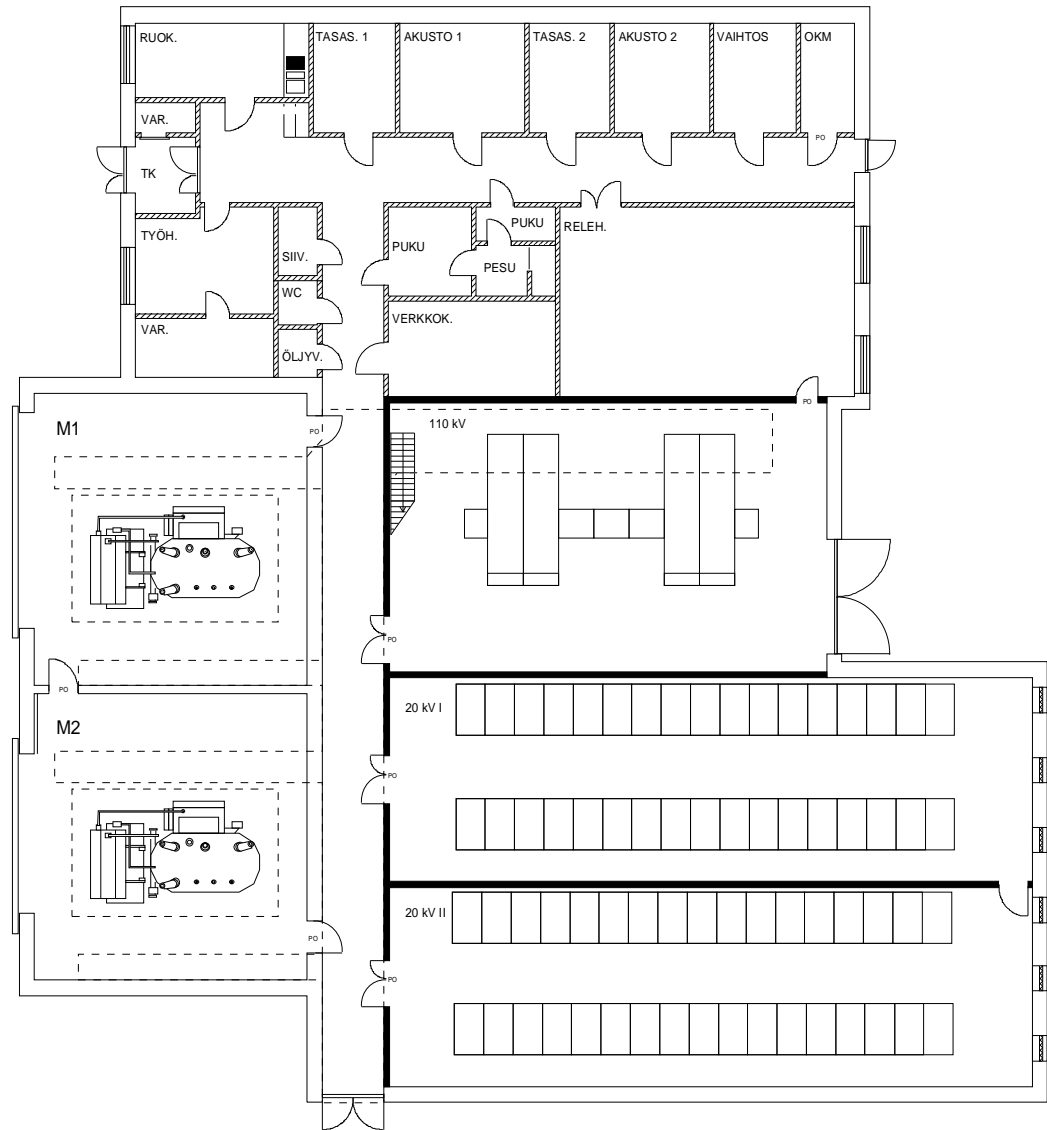
- [63] Neumann, C. et al: Electrical power supply using SF6 technology – an ecological life cycle assessment. CIGRE 2004. 8 s.
- [64] Nieminen, Jyrki: Kunnonhallintamenetelmien soveltaminen sähköverkon kunnossapitoon. Diplomityö. TKK 2002. 89 s.
- [65] Nordblad, Ulf: Riskien hallinta ja vakuuttaminen sähkönjakeluyrityksessä. Seminaariesitelmä Suomen sähkölaitos ry:n neuvottelupäivillä 1987. 8 s.
- [66] Nordman, Hasse: Muuntajan vanheneminen ja elinikä. Insko raportti 1993.
- [67] Nordpool: Trade at Nord Pool's Financial Market. Saatavissa internetissä osoitteessa www.nordpool.com. Viitattu 10.11.2005.
- [68] Orpana, Jukka: Kaukokäyttöjärjestelmien kunnossapito-ohjelma. Insinöörityö. Helsingin ammattikorkeakoulu 2003. 47 s.
- [69] Palola, Jussi: Päämuuntajien jäähdytysjärjestelmät ja erillisjäähdytyksen optimointi. Diplomityö. TKK 2005. 102 s.
- [70] Partanen, J: Verkkoliiketoiminnan valvonta. Sähkömarkkinat -kurssin opintomateriaalia. LTY. Saatavissa internetissä osoitteessa www.ee.lut.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [71] Patjas, Oskari: RCM-menetelmän soveltaminen sähköverkon kunnossapito-ohjelmaan. Insinöörityö. Helsingin ammattikorkeakoulu 2003. 71 s.
- [72] Pesonen, Kari: Ympäristömelun haittojen arvioinnin perusteita. Sosiaali- ja terveysministeriön selvityksiä 2005:14. Saatavissa internetissä osoitteessa www.stm.fi. Viitattu 31.3.2006.
- [73] Rytkönen, Harri: Sähköasemien ohjaus- ja suojausjärjestelmien määräaikaistestausvälin määrittäminen. Diplomityö. TKK 1997. 110 s.
- [74] Seppälä, Matti: SVT-18.141 Sähköasemat ja -johdot. Opintojakson S-18.141 opetusmateriaalia. TKK 2001. 153 s.
- [75] Silvast, Antti; Heine, Pirjo; Lehtonen, Matti; Kivikko, Kimmo; Mäkinen, Antti ja Järventausta, Pertti: Sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuva haitta. TKK ja TTY 2005.
- [76] Smith, David J: Reliability, maintainability and risk. Butterworth-Heinemann, Oxford 2001. 6. painos.
- [77] Sosiaali- ja terveysministeriö: Asumisterveysohje. Sosiaali- ja terveysministeriön oppaita 2003. Saatavissa internetissä osoitteessa www.finlex.fi. Viitattu 31.3.2006.
- [78] Suomen rakennusinsinöörien liitto RIL r.y: Rakenteiden elinkaaritekniikka. TummaVuoren Kirjapaino DARK Oy 2001. 301 s.
- [79] Suomen Standardoimisliitto SFS ry: SFS-EN ISO 14040. Ympäristöasioiden hallinta. Elinkaariarviointi. Periaatteet ja pääpiirteet.

- [80] Suomen Standardoimisliitto SFS ry: SFS-EN ISO 14041. Ympäristöasioiden hallinta. Elinkaariarviointi. Tavoitteiden ja soveltamisalan määrittely sekä inventaarioanalyysi.
- [81] Suomen Standardoimisliitto SFS ry: SFS-EN ISO 14042. Ympäristöasioiden hallinta. Elinkaariarviointi. Vaikutusarviointi.
- [82] Suomen Standardoimisliitto SFS ry: SFS-EN ISO 14043. Ympäristöasioiden hallinta. Elinkaariarviointi. Tulosten tulkinta.
- [83] Suomen sähkölaitosyhdistys ry: Jakelusähkölaitosten keskeytys- ja vikatilastointia koskevat ohjeet. Helsinki 1990. 24 s.
- [84] Susa, Dejan: Power transformer on-line condition monitoring – review: part I. 15 s.
- [85] Steen, Bengt: A systematic approach to environmental priority strategies in product development (EPS). Version 2000 – Models and data of the default method. CPM report 1999:5. Chalmers University of Technology 2000. 312 s.
- [86] Sähkömarkkinalaki. Saatavissa internetissä osoitteessa www.finlex.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [87] Sähköenergialiitto Sener: Keskeytystilasto 2002. Saatavissa internetissä osoitteessa www.energia.fi. Viitattu 10.11.2005.
- [88] Takala, Otso: Suurmuuntajien huoltojen vaikutus niiden käyttövarmuuteen ja elinikään. Diplomityö. TKK 2005. 63 s.
- [89] Tyynismaa, Petri: Sähkönjakeluverkon häviöiden määrittäminen. Diplomityö. TKK 2003. 71 s.
- [90] Viljainen, Satu: Sähkön laadun seurantamittausten nykytila suomessa ja erään mittalaitteen soveltuvuus sähkön laadun mittaamiseen. Diplomityö. LTKK 2001. 85 s.
- [91] Willis, H; Welch, Gregory ja Schrieber, Randall: Aging power delivery infrastructures. Marcel Decker, Inc. New York 2001. 551 s.

LIITTEET

Liite 1	Sähköaseman rakenne
Liite 2	Sähköaseman pohjapiirustus
Liite 3	Sähköaseman komponenttiluettelo
Liite 4	Verkkokomponentit, pitoajat ja indeksikorjatut yksikköhinnat 2006
Liite 5	Vakiokorvaukset verkkopalvelun keskeytymisen vuoksi
Liite 6	Taulukko KAH-tutkimuksista
Liite 7	Vuoden 2005 KAH-tutkimuksen EUR/kW -KAH-arvot
Liite 8	Mallissa käytetyt vikaantumistaajuudet
Liite 9	Vian aiheuttaman keskeytyksen kesto
Liite 10	Eräiden yhdisteiden ELU-arvoja
Liite 11	Esimerkkisähköaseman laitteet ja arvio investointikustannukselle
Liite 12	Vikapuut esimerkiaseman eri laiteryhmiä aiheuttamille keskeytyksille
Liite 13	Sähköaseman eri osien aiheuttamien keskeytysten todennäköisyys, kesto ja laajuus
Liite 14	Sähköaseman järjestelmien iät 50 vuoden jälkeen





KOMPONENTTI	LKM	PITOAIKA	LÄHDE
110 kV johto			
110 kV avojohto		35-60	EMV
110 kV kaapeli		30-40	EMV
110 kV kytkinlaitos, GIS			
110 kV syöttökenno		30-45	EMV
110 kV muuntajakkenno		30-45	EMV
Kiskokatkaisijakenno		30-45	EMV
Kennon ohjausjärjestelmä		15-20	LTY
Ylijännitesuojat		20-30	LTY
110 kV kytkinlaitos, AIS		30-45	
110 kV syöttökenno		30-45	EMV
Katkaisija		30-45	ARVIO
Eroin		30-45	ARVIO
Maadoituserotin		30-45	ARVIO
Virtamuuntaja		30-45	ARVIO
Jännitemuuntaja		30-45	ARVIO
Muut kennokohtaiset laitteet		30-45	ARVIO
110 kV muuntajakkenno		30-45	EMV
Katkaisija		30-45	ARVIO
Eroin		30-45	ARVIO
Maadoituserotin		30-45	ARVIO
Virtamuuntaja		30-45	ARVIO
Jännitemuuntaja		30-45	ARVIO
Muut kennokohtaiset laitteet		30-45	ARVIO
Kiskokatkaisijakenno		30-45	EMV
Katkaisija		30-45	ARVIO
Eroin		30-45	ARVIO
Maadoituserotin		30-45	ARVIO
Virtamuuntaja		30-45	ARVIO
Jännitemuuntaja		30-45	ARVIO
Muut kennokohtaiset laitteet		30-45	ARVIO
110 kV kisko		30-45	EMV
Kennon ohjausjärjestelmä		15-20	LTY
Ylijännitesuojat		20-30	LTY
		analog./digit.	
110 kV relesuojaus		15-30/15-25	LTY/ARVIO
110 kytkinlaitoksen ylijännitesuojat		20-30	LTY
110 kV:n tähtipisteen maadoitus		30-45	ARVIO
Muuntajakaapelit		30-40	ARVIO

KOMPONENTTI	LKM	PITOAIKA	LÄHDE
Päämuuntaja		30-45	EMV
Päämuuntajan ylijännitesuojat		20-30	LTY
Verkkokäskyohjauslaitteisto (VKO)		25-30	ARVIO
Keskijännitekojeisto		30-45	EMV
		analog./digit.	
Keskijännitekojeiston toisio		15-30/15-25	LTY/ARVIO
Keskijännitejohdot		30-45	EMV
Sähköaseman valvomo		15-20	LTY
Valvomon yleiset järjestelmät		15-20	LTY
Valvomon ATK-järjestelmä		3-5	LTY
Ohjauskaappi		15-20	LTY
(RistikytKentä)		15-20	LTY
Kaukokäyttö		15-20	LTY
RTU		15-20	LTY
Varakaukokäyttö		15-20	LTY
Hälytyskeskus		15-20	LTY
Pääviestijärjestelmä		10-20	LTY
Varaviestijärjestelmä		10-20	LTY
Omakäyttöjärjestelmä		40-50	ARVIO
Omakäyttömuuntaja		40-50	ARVIO
Vaihtosähkökeskus		40-50	ARVIO
Tasasuuntaaja		20	HELEN
Akusto		12-16	ARVIO
Vaihtosuuntaaja		40-50	ARVIO
Tasasähkökeskus		40-50	ARVIO
Aseman sisäiset kaapeloinnit		40-50	ARVIO
Kiinteistö		30-50	LTY
Tontti		100	ARVIO
Runko		100	RIL
Rakennus		50	RIL
LVIS-järjestelmät		15-50	RIL
Tietoliikenneyhteydet		10-20	LTY
Hälytys- ja turvajärjestelmät		10-20	ARVIO

**VERKKOKOMPONENTIT, PITOAJAT JA INDESIKORJATUT YKSIKKÖHINNAT
VUODELLE 2006**

Muuntamot	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
1-pylväsmuuntamo	kpl	3 700	25-40
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 390	25-40
4-pylväsmuuntamo	kpl	9 080	25-40
Puistomuuntamo, tyyppi 1	kpl	29 580	30-40
Puistomuuntamo, tyyppi 2	kpl	35 440	30-40
Kiinteistömuuntamo	kpl	38 270	30-40
Satelliittimuuntamo (enint. 315 kVA)	kpl	17 260	30-40
Satelliittimuuntamo (väh. 400 kVA)	kpl	17 140	30-40

Muuntajat	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
16	kpl	2 540	30-40
30	kpl	2 540	30-40
50	kpl	2 900	30-40
100 – 160	kpl	3 670	30-40
200	kpl	4 470	30-40
300 - 315	kpl	5 900	30-40
500 – 630	kpl	7 970	30-40
800	kpl	9 490	30-40
1000	kpl	11 840	30-40
1250	kpl	15 470	30-40
1600	kpl	19 020	30-40

20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
Sparrow tai pienempi	km	18 020	30-45
Raven	km	19 600	30-45
Pigeon	km	21 750	30-45
Al 132 tai suurempi	km	24 080	30-45
SAXKA 70	km	32 560	30-45
SAXKA 120 tai suurempi	km	34 000	30-45
PAS 35 – 70	km	25 780	30-45
PAS 95 tai suurempi	km	30 880	30-45
Muut	km	18 020	30-45

0,4 kV ilmajohdot	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
AMKA 16 – 25	km	12 370	25-40
AMKA 35 – 50	km	12 380	25-40
AMKA 70	km	16 180	25-40
AMKA 120	km	17 360	25-40
Muut	km	12 370	25-40

20 kV erottimet	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
Johtoerotin, kevyt	kpl	2 920	25-30
Johtoerotin, kaasukammioin	kpl	6 100	25-30
Kauko-ohjattu erotinasema 1 erotin	kpl	12 440	25-30
Kauko-ohjattu erotinasema 2 erotinta	kpl	16 450	25-30
Kauko-ohjattu erotinasema 3-4 erotinta	kpl	40 390	25-30

20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
enintään 70 maakaapeli	km	32 230	30-45
95 – 120 maakaapeli	km	35 720	30-45
150 – 185 maakaapeli	km	42 640	30-45
240 – 300 maakaapeli	km	45 010	30-45
enintään 70 vesistökaapeli	km	55 710	30-45
95 – 120 vesistökaapeli	km	47 010	30-45
Kojeistopääte	kpl	1 100	30-45
Pylväspääte	kpl	2 450	30-45
Jatko	kpl	1 850	30-45

0,4 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
enintään 25 maakaapeli	km	6 540	30-45
35 – 50 maakaapeli	km	9 100	30-45
70 maakaapeli	km	10 730	30-45
95 – 120 maakaapeli	km	12 390	30-45
150 – 185 maakaapeli	km	20 250	30-45
240 – 300 maakaapeli	km	23 410	30-45
enintään 35 vesistökaapeli	km	8 880	30-45
50 – 70 vesistökaapeli	km	16 700	30-45
95 – 120 vesistökaapeli	km	16 020	30-45
vähintään 150 vesistökaapeli	km	13 980	30-45

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
Haja-asutusalue	km	11 340	
Taajama-alue	km	32 420	
Kaupunkialue	km	60 690	

Jakokaapit ja jonovarokeytkimet	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
Haaroituskaappi	kpl	580	30-40
Kaapelijakokaappi enint. 400 A	kpl	910	30-40
Kaapelijakokaappi väh. 630 A	kpl	1340	30-40
Jonovarokeytkin enint. 160 A	kpl	200	30-40
Jonovarokeytkin 250 – 400 A	kpl	310	30-40
Jonovarokeytkin 630 A	kpl	380	30-40

45 ja 110 kV johdot	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
45 kV puupylväsjohto	km	27 570	35-45
Puupylväsjohto, yksi virtapiiri	km	95 440	35-50
Teräsristikopylväsjohto, yksi virtapiiri	km	206 790	35-60
Teräsristikopylväsjohto, kaksi virtapiiriä	km	307 530	35-60
Maakaapeli	km	445 390	30-40
Johtoaluekorvaus	km	13 790	

Käytönvalvontajärjestelmä	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
Perusinvestointi	kpl	318 130	5-10
+ sähköasemakohtainen lisähinta	kpl	10 600	5-10
+ erotinasemakohtainen lisähinta	kpl	2 120	5-10

Verkko- ja asiakastietojärjestelmä	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
Verkkotietojärjestelmähinta	kpl	106 040	5-10
+ käyttäjämäärään perustuva osa	asiakasta	3	5-10
Asiakastietojärjestelmähinta	kpl	159 070	5-10
+ käyttäjämäärään perustuva osa	asiakasta	4	5-10

Energiamittauslaitteet	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
1-aikamittaus, 1-vaihe	kpl	110	15-25
1-aika-mittaus, 3-vaihe	kpl	130	15-25
2-aikamittarit	kpl	140	15-25
Kello- ja ohjauslaitteet	kpl	200	15-25
Tuntimittaus mittari ja keruupäätte	kpl	900	15-25

Sähköasemat	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa/m ²]	Pitoaikaväli [a]
Sähköasematontit			
Suurkaupunkien kaava-alueet	m ²	60	
Muut kaava-alueet	m ²	10	
Kaavoittamaton alue	m ²	3	

Sähköasemat	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
110/20 kV muuntajat [MVA]			
6	kpl	102 860	30-45
10	kpl	171 790	30-45
16	kpl	275 720	30-45
20	kpl	296 930	30-45
25	kpl	318 130	30-45
31,5	kpl	371 160	30-45
40	kpl	413 570	30-45

45/20 kV Sähköasemat	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
45/20 kV sähköasema	kpl	498 410	30-45

Sähköasemat	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
110kV kentät			
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	259 810	30-45
+ lisäkentän hinta	kpl	143 160	30-45
Ilmaeristeisen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	312 830	30-45
+ lisäkentän hinta	kpl	190 880	30-45
Kaasueristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	402 970	30-45
+ lisäkentän hinta	kpl	206 790	30-45
Kaasueristeisen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	487 810	30-45
+ lisäkentän hinta	kpl	281 020	30-45

Sähköasemat	Yksikkö	Indeksikorjattu yksikköhinta [euroa]	Pitoaikaväli [a]
20 kV kojeistot			
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston perushinta	kpl	116 650	30-45
+ kenttäkohtainen lisähinta	kpl	18 030	30-45
Ilmaeristeisen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	153 760	30-45
+ kenttäkohtainen lisähinta	kpl	24 390	30-45
Kaasueristeisen 2-kiskokojeiston perushinta	kpl	212 090	30-45
+ kenttäkohtainen lisähinta	kpl	31 810	30-45
Kondensaattori 2,4 Mvar	kpl	23 330	30-45
Maasulun sammutuslaitteisto	kpl	137 860	30-45

27 f § (6.6.2003/444)**Vakiokorvaus verkkopalvelun keskeytymisen vuoksi**

Sähkökäyttäjällä on oikeus verkkopalvelun yhtäjaksoisen keskeytymisen perusteella vakiokorvaukseen, jos jakeluverkonhaltija tai vähittäismyyjä, joka myy sähköä sähkökäyttäjille kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäisen sähköverkon kautta, ei osoita, että verkkopalvelun keskeytyminen johtuu hänen vaikutusmahdollisuuksiensa ulkopuolella olevasta esteestä, jota hänen ei kohtuudella voida edellyttää ottavan huomioon toiminnassaan ja jonka seurauksia hän ei kaikkea huolellisuutta noudattaen olisi voinut välttää tai voittaa.

Vakiokorvauksen määrä on sähkökäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta:

- 1) 10 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 tuntia mutta vähemmän kuin 24 tuntia;
- 2) 25 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 tuntia mutta vähemmän kuin 72 tuntia;
- 3) 50 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 tuntia mutta vähemmän kuin 120 tuntia; sekä
- 4) 100 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 tuntia.

Vakiokorvauksen enimmäismäärä verkkopalvelun keskeytymisen johdosta on kuitenkin 700 euroa sähkökäyttäjää kohti. Vakiokorvauksen enimmäismäärää voidaan tarkistaa valtioneuvoston asetuksella rahanarvon muutosta vastaavasti.

Jos sähkökäyttäjälle maksetaan verkkopalvelun keskeytymisen johdosta 2 momentissa tarkoitettu vakiokorvaus, hänellä ei ole oikeutta 27 d §:ssä säädettyyn hinnanalennukseen saman keskeytyksen johdosta.

Tämän pykälän säännöksistä ei saa sopimuksin poiketa sähkökäyttäjän vahingoksi.

Kokoomataulukko tehdyistä KAH-tutkimuksista. [8]

Author (Reference)	Geographic Area	Data Series Date	Finding
Billinton and Wacker (Billinton 2001)	Canada	1982	Industrial - C\$5.19/kW – 1-hr Interruption Commercial - C\$5.88/kW – 1-hr Interruption Residential - C\$0.31/kW – 1-hr Interruption
Billinton and Wacker (Billinton 2001)	Canada	1992, 1996	Industrial - C\$9.56/kW – 1-hr Interruption Commercial - C\$32.20/kW – 1-hr Interruption Residential - C\$0.16/kW – 1-hr Interruption
Billinton and Pandey (Billinton 2001)	Nepal	1996	Residential – US\$0.19 – 1-hr Interruption
Dali, Dialynas and Megaloconomous	Greece	2001	Mining – US\$2.49/kW – 1-hr Interruption Metal Fabrication – US\$7.36/kW – 1-hr Interruption Food Ind. – US\$20.5/kW – 1-hr Interruption
EPRI (EPRI 2001)	U.S.	1995	Entire U.S. Economy – US\$30 Billion Annually
EPRI (EPRI 2001)	U.S.	2001	Entire U.S. Economy – US\$119 Billion Annually
Gannon	U.S.	1976	Industrial - US\$2.68/kWh Commercial – US\$7.21/kWh
Jenkins, Lim and Shukla	Mexico	1999	Industrial – US\$1.2/kWh Commercial – US\$0.75/kWh Residential – US\$0.70/kWh
Lehtonen and Lemstroem (Lehtonen et al. 1995)	Denmark	1992- 1993	Industrial – US\$24.06/kW – 1-hr Interruption Commercial – US\$9.25/kW – 1-hr Interruption Residential – US\$7.19/kW – 1-hr Interruption
Lehtonen and Lemstroem (Lehtonen et al. 1995)	Finland	1992- 1993	Industrial – US\$15.79/kW – 1-hr Interruption Commercial – US\$17.86/kW – 1-hr Interruption Residential – US\$3.16/kW – 1-hr Interruption
Lehtonen and Lemstroem (Lehtonen et al. 1995)	Iceland	1992- 1993	Industrial – US\$13.61/kW – 1-hr Interruption Commercial – US\$22.86/kW – 1-hr Interruption Residential – US\$3.48/kW – 1-hr Interruption
New York City Office of Economic Development (NYEDA)	New York State	1971	US\$2.5 Million/Hr
Ontario Hydro	Canada	1977	C\$15/kW – 15-min. Interruption C\$91/kW – 1-hr Interruption
Shipley	U.S.	1972	US\$0.60/kWh
Stoll	U.S.	1989	Industrial/Commercial - US\$7/kWh
Train and Woo	PG&E Service Area	1983	US\$6.72/kWh
Willis and Scott	United States	2000	Agriculture – US\$0.43-US\$0.86/kWh Residential – US\$0.51-US\$1.04/kWh Retail Commercial – US\$3.11-US\$5.11/kWh Other Commercial – US\$3.88-US\$5.95/kWh Industrial – US\$0.86-US\$1.59/kWh Municipal – US\$1.89-US\$5.02/kWh

Taulukko KAH-arvoista.

Asiakasryhmä	Kustannukset € / kW		Kustannukset € / kWh	
	1 h	12 h	1 h	12 h
Kotitaloudet	3-10	25-60	3-7	2-5
Loma-asunnot	2-20	48-81	2-17	4-7
Maataloudet	3-16	50-120	3-13	5-11
Palvelu	4-60	25-270	4-47	2-25
Julkinen	5-35	60-450	5-30	5-41
Teollisuus	7-22	50-190	7-20	4-15

Sähkösäntien komponenttien vikaantumistaajuuudet.

	LÄHTÖÄRVOT			LÄHDE
	Itsevalvonta aste α [%]	Vikaantumis- taajuus λ [1/a]	Luotettavuus R	
110 kV SUOJARELEET, sähkömagneettinen	0	0,0126	0,98748	HKE
TOIMIMATTOMUUS	0	0,0001	0,99990	HKE
AIHEETON TOIMINTA	0	0,0092	0,99084	HKE
MUU VIRH. (epäselektiivisyys)	0	0,0033	0,99671	HKE
110 kV SUOJARELEET, elektroninen	0,95	0,0378	0,96291	HKE+Bollen
TOIMIMATTOMUUS	95	0,0003	0,99970	HKE+Bollen
AIHEETON TOIMINTA	90	0,0276	0,97278	HKE+Bollen
MUU VIRH. (epäselektiivisyys)	90	0,0099	0,99015	HKE+Bollen
HENKILÖKUNTAVIRHEET	0	0,0003	0,99970	HKE
JAKELUN SUOJARELEET, sähkömagneettinen	0	0,0035	0,99651	HKE
TOIMIMATTOMUUS	0	0,0004	0,99960	HKE
AIHEETON TOIMINTA	0	0,0007	0,99930	HKE
MUU VIRH. (epäselektiivisyys)	0	0,0024	0,99760	HKE
JAKELUN SUOJARELEET, elektroninen	0,95	0,0105	0,98955	HKE+Bollen
TOIMIMATTOMUUS	95	0,0012	0,99880	HKE+Bollen
AIHEETON TOIMINTA	90	0,0021	0,99790	HKE+Bollen
MUU VIRH. (epäselektiivisyys)	90	0,0072	0,99283	HKE+Bollen
HENKILÖKUNTAVIRHEET	0	0,0011	0,99890	HKE
110 kV KATKAISIJA				
Katkaisija laukaisupiireineen	0	0,0024	0,99762	VDEW
KESKIJÄNNITEKATKAISIJA				
Katkaisija laukaisupiireineen	0	0,0004	0,99959	VDEW
APUSÄHKÖ	0	0,0001	0,99990	CIGRE
VIRRRAN MITTAUSPIIRIT				
Virtamuuntaja toisiopiireineen	50	0,0002	0,99979	CIGRE
JÄNNITTEEN MITTAUSPIIRIT				
Jännitemuuntaja toisiopiireineen	50	0,0002	0,99979	CIGRE
SUOJAUSVIESTIYHTEYS				
Puhelinkaapeli	0	0,0027	0,99726	Arvio
PCM-verkko	90	0,0027	0,99726	Arvio
Valo/V.24-muunnin	0	0,0102	0,98985	Arvio
HV KOKOOJAKISKO, AIS (/kenno)	0	0,0082	0,99183	Backes et al.
HV KOKOOJAKISKO, GIS (/kenno)	0	0,00036	0,99964	Backes et al.
MV KOKOOJAKISKO (/kenno)	0	0,0001	0,99990	Backes et al.
TEHOMUUNTAJA	0	0,00365	0,99636	VDEW
10 kV VERKON VIKÄ - Maasulku (/km)	0	0,0136	0,98649	HKE
10 kV VERKON VIKÄ - Oikosulku (/km)	0	0,0177	0,98246	HKE
110 kV KAAPPELI - Maasulku (/km)	0	0,0005	0,99950	HKE
110 kV KAAPPELI - Oikosulku (/km)	0	0,0005	0,99950	HKE
110 kV AVOJOHTO - Maasulku (/km)	0	0,0177	0,98246	HKE
110 kV AVOJOHTO - Oikosulku (/km)	0	0,0041	0,99591	HKE

Eri komponenttien vikojen aiheuttamien keskeytysten kesto ja laajuus.

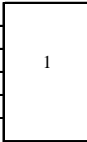
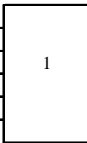


			Keskeytyksen kesto, min	Keskeytyksen laajuus
110 KV:N JOHTOLÄHDÖN SUOJAUS				
Johto 1	ei toimi	oikosulku	30	110 kV:n kisko
	ei toimi	maasulku	30	110 kV:n kisko
		aiheeton	0	ei kesk.
		virheellinen toiminta oikosulussa	30	110 kV:n kisko
		virheellinen toiminta maasulussa	30	110 kV:n kisko
Johto 2	ei toimi	oikosulku	30	110 kV:n kisko
	ei toimi	maasulku	30	110 kV:n kisko
		aiheeton	0	ei kesk.
		virheellinen toiminta oikosulussa	30	110 kV:n kisko
		virheellinen toiminta maasulussa	30	110 kV:n kisko
110 KV:N KISKON SUOJAUS				
	ei toimi	oikosulku	0	sis. kiskovikoihin
	ei toimi	maasulku	0	sis. kiskovikoihin
		aiheeton	30	110 kV:n kisko
		virheellinen toiminta oikosulussa	30	110 kV:n kisko
		virheellinen toiminta maasulussa	30	110 kV:n kisko
110 KV:N KISKOVIAT				
		oikosulku	90	110 kV:n kisko
PÄÄMUUNTAJAKENNON SUOJAUS				
	ei toimi	oikosulku	40	110 kV:n kisko
	ei toimi	maasulku	40	muuntajan vaurioituminen
		aiheeton	10	kj-kisko
		virheellinen toiminta oikosulussa	10	kj-kisko
		virheellinen toiminta maasulussa	10	kj-kisko
PÄÄMUUNTAJAN SÄHKÖISET VIAT				
	ei toimi	oikosulku	30	kj-kisko
	ei toimi	maasulku	30	kj-kisko
SYÖTTÖKENNON SUOJAUS				
	ei toimi	oikosulku	0	muuntajan vaurioituminen
	ei toimi	maasulku	0	muuntajan vaurioituminen
		aiheeton	30	kj-kisko
		virheellinen toiminta oikosulussa	30	kj-kisko
		virheellinen toiminta maasulussa	30	kj-kisko
KESKIJÄNNITEKISKON SUOJAUS				
	ei toimi	oikosulku	0	sis. kiskovikoihin
	ei toimi	maasulku	0	sis. kiskovikoihin
		aiheeton	30	1/2 kj-kiskoa
		virheellinen toiminta oikosulussa	30	1/2 kj-kiskoa
		virheellinen toiminta maasulussa	0	1/2 kj-kiskoa
KESKIJÄNNITEKISKON VIAT				
		oikosulku	40	1/2 kj-kiskoa
KESKIJÄNNITELÄHDÖN SUOJAUS				
	ei toimi	oikosulku	30	kj-kisko
	ei toimi	maasulku	30	kj-kisko
		aiheeton	30	johtolähtö
		virheellinen toiminta oikosulussa	30	johtolähtö
		virheellinen toiminta maasulussa	30	johtolähtö

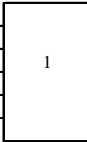
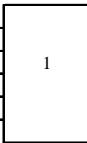


Eräiden kemiallisten yhdisteiden ELU-arvot. [85]

Substance flow group	Impact index ELU/kg	Substance flow group	Impact index ELU/kg
As	95,30	HCl	2,13
Benzene	3,65	HF	2,07
Butadiene	10,70	Hg	61,40
Cd	10,20	N ₂ O	38,30
CH ₂ O	6,47	NH ₃	2,90
CH ₄	2,72	Ni	0
CO	0,33	NO _x	2,13
CO ₂	0,11	PAC (PAH)	64300
Cr	20	Pb	2910
Cu	0	PM ₁₀	36
Ethylene (C ₂ H ₄)	3,45	Propylene	2,64
H ₂ S	6,89	SO ₂	3,27
Zn	0	CFC11	541

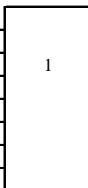


KOMPONENTTI	LKM	INVESTOINTI
110 kV 1-kiskoinen GIS		1 357 265
johtolähtökenno	2	
muuntajakkenno	2	
GIS-kennojen ohjausjärjestelmät	4	60 000
110 kV relesuojaus		120 000
Päämuuntaja M1	1	385 000
Päämuuntajan M1 suojaus	1	15 000
Päämuuntaja M2	1	385 000
Päämuuntajan M2 suojaus	1	15 000
Verkkokäskyohjauslaitteisto (VKO)	1	170 000
Muuntajakaapelit		100 000
Keskijännitekojeisto	41	1 250 810
johtolähtökenno	30	
syöttökenno	2	
mittauskenno	2	
ryhmäerotinkkenno	2	
ryhmäkatkaisijakenno	2	
omakäyttökenno	1	
Keskijännitekojeiston relesuojaus	34	204 000
Sähköaseman valvomo		
valvomon yleiset järjestelmät	1	50 000
valvomon ATK- järjestelmä	1	20 000
ohjauskaappi	1	20 000
Kaukokäyttö		
RTU	1	45 000
varakaukokäyttö	1	11 000
hälytyskeskus	1	22 000
pääviestijärjestelmä	1	12 000
varaviestijärjestelmä	1	12 000
Omakäyttöjärjestelmä		
omakäyttömuuntaja	1	11 500
vaihtosähkökeskus	1	7 000
tasasuuntaajat	2	11 000
akustot	2	14 000
vaihtosuuntaajat	1	11 000
tasasähkökeskukset	2	14 000
aseman sisäiset kaapeloinnit		100 000
Kiinteistö		
luola, louhinta	1	1 000 000
runko	1	900 000
rakennus	1	843 750
LVIS-järjestelmät	1	450 000
tietoliikenneyhteydet	1	45 000
hälytys- ja turvajärjestelmät	1	11 250


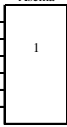

KESKIJÄNNITEJOHTOLÄHDÖN SUOJAUS										
Vika- tyyppi	Lähtöarvot		Vikapuu			Vian todennäköisyys				
	Itsevalv.- aste	Vika- taajuus	Vika- väli	Kompo- nentti	Epä- käytett.	Oikosulku	Maasulku	Yht.aik / a		
	α [%]	λ [1/a]	m [a]		negA [1/a]	λ_{os} [1/a]	λ_{ms} [1/a]	$\lambda\lambda_{os}$ [1/a]	$\lambda\lambda_{ms}$ [1/a]	
Toimi- mattomuus Oikosulussa	0	0,0001	10000	DC	<div><div>1</div></div>	0,000888	0,024249	2,15E-05		
	95	0,0012	833	RE						
	50	0,00021	4762	VM						
	0	0,000412	2430	KA						
	0	0,0011	909	HK						
Toimi- mattomuus Maasulussa	0	0,0001	10000	DC	<div><div>1</div></div>	0,000993	0,018632	1,851E-05		
	95	0,0012	833	RE						
	50	0,00021	4762	KVM						
	0	0,00021	4762	JM						
	0	0,000412	2430	KA						
	0	0,0011	909	HK						
Virheellinen toiminta Oikosulussa ja maasulussa	90	0,0072	139	RE	<div><div>1</div></div>	0,00036	0,024249	0,018632	8,73E-06	6,708E-06
	Aiheeton toiminta	90	0,0021	476	RE	<div><div>1</div></div>	0,00021			

KJ-RYHMÄKATKAISIJAN SUOJAUS										
Vika- tyyppi	Lähtöarvot		Vika- väli m [a]	Kompo- nenti	Vikapuu		Vian todennäköisyys			
	Itsevalv.- aste	Vika- taajuus			Epä- käytett.		Oikosulku	Maasulku	Yht.aik / a	
	α [%]	λ [1/a]			negA [1/a]		λ_{os} [1/a]	λ_{ms} [1/a]	$\lambda\lambda_{os}$ [1/a]	$\lambda\lambda_{ms}$ [1/a]
Toimi- mattomuus Oikosulussa	0	0,0001	10000	DC		0,000888	0,004	3,55E-06		
	95	0,0012	833	RE						
	50	0,00021	4762	VM						
	0	0,000412	2430	KA						
	0	0,0011	909	HK						
Toimi- mattomuus Maasulussa	0	0,0001	10000	DC		0,000888		0	0,000497	
	95	0,0012	833	RE						
	50	0,00021	4762	VM						
	0	0,000412	2430	KA						
	0	0,0011	909	HK						
Virheellinen toiminta Oikosulussa ja maasulussa	90	0,0072	139	RE		0,00036	0,72747	0,55896	0,000262	0,000201
Aiheeton toiminta	90	0,0021	476	RE		0,00021				

SYÖTTÖKENNON SUOJAUS										
Vika- tyyppi	Lähtöarvot		Vika- väli m [a]	Kompo- nenti	Epä- käytett. negA [1/a]	Vian todennäköisyys				
	Itsevalv.- aste	Vika- taajuus				Oikosulku	Maasulku	Yht.aik / a		
	α [%]	λ [1/a]				λ_{os} [1/a]	λ_{ms} [1/a]	$\lambda\lambda_{os}$ [1/a]	$\lambda\lambda_{ms}$ [1/a]	
Toimi- mattomuus Oikosulussa	0	0,0001	10000	DC		0,000888	0,002	1,78E-06		
	95	0,0012	833	RE						
	50	0,00021	4762	VM						
	0	0,000412	2430	KA						
	0	0,0011	909	HK						
Toimi- mattomuus Maasulussa	0	0,0001	10000	DC		0,000888		0	0	
	95	0,0012	833	RE						
	50	0,00021	4762	VM						
	0	0,000412	2430	KA						
	0	0,0011	909	HK						
Virheellinen toiminta Oikosulussa ja maasulussa	90	0,0072	139	RE		0,00036	0,72947	0,55896	0,000263	0,000201
Aiheeton toiminta	90	0,0021	476	RE		0,00021				

PÄÄMUUNTAJAN SUOJAUS													
Vika- tyyppi	Lähtöarvot		Vika- taajuus λ [1/a]	Vika- väli m [a]	Kompo- nentti	Epä- käytett. negA [1/a]	Vian todennäköisyys						
	Itsevalv.- aste α [%]	Vika- taajuus λ [1/a]					Oikosulku λ_{os} [1/a]	Maasulku λ_{ms} [1/a]	Yht.aik / a		Oikosulku $\lambda\lambda_{os}$ [1/a]	Maasulku $\lambda\lambda_{ms}$ [1/a]	
Toimi- mattomuus Oikosuluissa ja maasuluissa	0	0,0001	10000	DC 2	Yliv.rele 1	0,00011	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div>						

110 kV KISKOSUOJA										
Vika- tyyppi	Lähtöarvot		Vikapuu			Vian todennäköisyys				
	Itsevalv.- aste	Vika- taajuus	Vika- väli	Kompo- nenti	Epä- käytett.	Oikosulku	Maasulku	Yht.aik / a		
	α [%]	λ [1/a]	m [a]		negA [1/a]	λ_{os} [1/a]	λ_{ms} [1/a]	$\lambda\lambda_{os}$ [1/a]	$\lambda\lambda_{ms}$ [1/a]	
Toimi- mattomuus Oikosulussa ja maasulussa	0	0,0001	10000	DC		0,003116	0,00144	0	4,49E-06	0
	95	0,0012	833	RE						
	50	0,00021	4762	VM 1						
	50	0,00021	4762	VM 2						
	0	0,002381	420	KA 1						
	0	0,002381	420	KA 2						
	0	0,0011	909	HK						
Viriheellinen toiminta	90	0,0012	833	RE		0,000165	0,451	1,947	7,44E-05	0,000321
	50	0,00021	4762	VM 1						
	50	0,00021	4762	VM 2						
Aiheeton toiminta	90	0,0276	36	RE		0,00138				

110 kV JOHTOSUOJAUS													
Vika- tyyppi	Lähtöarvot		Vikapuu				Epä- käytett. negA [1/a]	Vian todennäköisyys					
	Itsevalv.- aste α [%]	Vika- taajuus λ [1/a]	Vika- väli m [a]	Kompo- nentti	Oikosulku λ_{os} [1/a]	Masulku λ_{ms} [1/a]		Yht.aik / a Oikosulku $\lambda\lambda_{os}$ [1/a]	Masulku $\lambda\lambda_{ms}$ [1/a]				
Toimi- mattomuus Oikosuluissa ja maasuluissa JOHTO 1	0	0,0001	10000	DC		0,0013		0,003838	0,000325	0,000325	1,25E-06	1,25E-06	
	95	0,0003	3333,333	RE		0,0011							
	50	0,00021	4762	VM									
	0	0,002381	420	KA									
	90	0,00274	365	VI		0,000137							1
	0	0,0001	10000	DC		0,0013							
	95	0,0003	3333	RE									
	50	0,00021	4762	VM									
	0	0,002381	420	KA									
	Toimi- mattomuus Oikosuluissa ja maasuluissa JOHTO 2	0	0,0001	10000	DC								0,0115
95		0,0003	3333,333	RE	0,0011								
50		0,00021	4762	VM									
0		0,0102	98	VV 1									
0		0,0102	98	VV 2									
0		0,002381	420	KA									
0		0,0011	909	HK		0,000137	1						
90		0,00274	365	VI	PCM-verkko								
0		0,0001	10000	DC		0,0013							
95		0,0003	3333	RE									
50	0,00021	4762	VM										
0	0,002381	420	KA										
Virheellinen toiminta Oikosuluissa ja maasuluissa JOHTO 1	0	0,0099	101	RE		0,005003		3,44E-06	0,451	1,947	1,55E-06	6,69E-06	
	50	0,00021	4762	VM		0,005439							
	90	0,00274	365	VI		0,000137							1
	95	0,0099	101	RE		0,0003							
	50	0,00021	4762	VM									
	95	0,0099	101,0101	RE		0,000248							1
	90	0,00274	365	VI		0,000137							1
	95	0,0099	101	RE		0,000248							
	Aiheeton toiminta	95	0,0276	36	RE 1								
95		0,0276	36	RE 2	&								

Taulukko eri sähköaseman osien aiheuttamien keskeytysten todennäköisyydestä, kestosta ja laajuudesta.

	Tn	Keskeytyksen kesto, min	Laajuus	Laajuus, johtolähtöä
110 kV:n johtolähdön suojaus				
Johto 1 Ei toimi oikosulku	1,24733E-06	30	110 kV:n kisko	32
Ei toimi maasulku	1,24733E-06	30	110 kV:n kisko	32
aiheeton	1,9044E-06	0	ei kesk.	0
virheellinen o	1,55039E-06	30	110 kV:n Kisko	32
virheellinen m	6,69316E-06	30	110 kV:n Kisko	32
Johto 2 Ei toimi oikosulku	2,10569E-05	30	110 kV:n kisko	32
Ei toimi maasulku	2,10569E-05	30	110 kV:n kisko	32
aiheeton	1,9044E-06	0	ei kesk.	0
virheellinen o	1,55039E-06	30	110 kV:n kisko	32
virheellinen m	6,69316E-06	30	110 kV:n kisko	32
110 kiskon suojaus				
Ei toimi oikosulku	1,55039E-06		sisältyy kiskovikoihin	
Ei toimi maasulku	0		sisältyy kiskovikoihin	
aiheeton	0,00138	30	110 kV:n kisko	32
virhe o	0,000074415	30	110 kV:n kisko	32
virhe m	0,000321255	30	110 kV:n kisko	32
110 kV:n kiskoviat				
oikosulku	0,00144	90	110 kV:n kisko	32
Päämuuntajakennon suojaus				
Ei toimi oikosulku	5,23591E-06		sisältyy kiskovikoihin	
Ei toimi maasulku	1,30898E-06		sisältyy kiskovikoihin	
aiheeton	0,001485	10	kj-kisko	16
virhe o	2,4966E-06	10	kj-kisko	16
virhe m	1,30898E-06	10	kj-kisko	16
Päämuuntajan sähköiset viat				
oikosulku	0,00292	30	kj-kisko	16
maasulku	0,00073	30	kj-kisko	16
Syöttökennon suojaus				
Ei toimi oikosulku	1,77652E-06		sisältyy kiskovikoihin	
Ei toimi maasulku	0		sisältyy kiskovikoihin	
aiheeton	0,00021	30	kj-kisko	16
virhe o	0,000280068	30	kj-kisko	16
virhe m	0,000214641	30	kj-kisko	16
Keskijännitekiskon viat				
	0,004	40	kj-kisko	16
Keskijännitekiskon suojaus (RK)				
Ei toimi oikosulku	3,55305E-06		sisältyy kiskovikoihin	
Ei toimi maasulku	0		sisältyy kiskovikoihin	
aiheeton	0,00021	30	1/2 kj-kiskoa	8
virhe o	0,000279348	30	1/2 kj-kiskoa	8
virhe m	0,000214641	0	1/2 kj-kiskoa	8
Keskijännitelähdön suojaus				
Ei toimi oikosulku	2,15394E-05	30	kj-kisko	16
Ei toimi maasulku	1,85064E-05	30	kj-kisko	16
aiheeton	0,00021	30	johtolähtö	1
virhe o	8,72964E-06	30	johtolähtö	1
virhe m	6,70752E-06	30	johtolähtö	1

Sähköaseman eri laiteryhmiä iät 50 vuoden jälkeen.

	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3
110 kV kytkinlaitos, GIS	0	5	10
GIS-kennon ohjausjärjestelmä	10	5	10
110 kV Suojaus	0	5	10
Päämuuntaja M1	25	27	30
Päämuuntajan M1 suojaus	20	5	10
Päämuuntaja M2	5	5	10
Päämuuntajan M2 suojaus	20	5	10
Verkkokäskyohjauslaitteisto (VKO)	20	22	10
Muuntajakaapelit	10	5	10
Keskiännitekojeisto	5	5	10
Keskiännitekojeiston relesuojaus	0	5	10
Sähköaseman valvomo			
Valvomon yleiset järjestelmät	0	5	10
Valvomon ATK-järjestelmä	0	0	0
Ohjauskaappi	0	5	10
Kaukokäyttö			
RTU	0	5	10
Varakaukokäyttö	0	5	10
Hälytyskeskus	0	5	10
Pääviestijärjestelmä	0	5	10
Varaviestijärjestelmä	0	5	10
Apusähköjärjestelmät			
Omakäyttömuuntaja	0	5	10
Vaihtosähkökeskus	0	5	10
Tasasuuntaaja	10	5	10
Akusto	2	8	8
Vaihtosuuntaaja	0	5	10
Tasasähkökeskus	0	5	10
Aseman sisäiset kaapeloinnit	0	5	10
Kiinteistö			
Tontti			
Runko	50		
Rakennus	0	0	0
LVIS-järjestelmät	0	5	10
Tietoliikenneyhteydet	10	5	5
Hälytys- ja turvajärjestelmät	10	5	10